

การประเมินระบบไฟฟ้าบนพื้นฐานของดัชนีความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ

นายสัมพันธ์ ประสพสุข

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ปีการศึกษา 2554

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทคัดย่อและแฟ้มข้อมูลฉบับเต็มของวิทยานิพนธ์ตั้งแต่ปีการศึกษา 2554 ที่ให้บริการในคลังปัญญาจุฬาฯ (CUIR)

เป็นแฟ้มข้อมูลของนิสิตเจ้าของวิทยานิพนธ์ที่ส่งผ่านทางบัณฑิตวิทยาลัย

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 Graduate School.

ELECTRICAL SYSTEM EVALUATION BASED ON  
RELIABILITY INDICES AND INTERRUPTED ENERGY RATES

Mr. Samprasit Prasopsuk

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 2011

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การประเมินระบบไฟฟ้าบนพื้นฐานของดัชนีความเชื่อถือได้ และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ
โดย	นายสัมพันธ์ ประสพสุข
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.โสทธิพงษ์ พิชัยสวัสดิ์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้บัณฑิตวิทยาลัย  
เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต

..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์  
(รองศาสตราจารย์ ดร.บุญสม เลิศธีรวัฒน์)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

..... ประธานกรรมการ  
(ศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต เอื้ออาภรณ์)

..... อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก  
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.โสทธิพงษ์ พิชัยสวัสดิ์)

..... กรรมการ  
(อาจารย์ ดร.ชาญณรงค์ บาลมงคล)

..... กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย  
(ดร.ประดิษฐ์ เพ็ญฟู)

สัมประสิทธิ์ ประสิทธิภาพ : การประเมินระบบไฟฟ้าบนพื้นฐานของดัชนีความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ. (Electrical System Evaluation Based on Reliability Indices and Interrupted Energy Rates) อ. ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก : ผศ.ดร.โสภิตพงษ์ พิชัยสวัสดิ์, 142 หน้า.

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้มุ่งเน้นศึกษาการประเมินระบบไฟฟ้าโดยใช้ดัชนีความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ ระบบที่ใช้ทดสอบคือระบบไฟฟ้าของโรงงานอุตสาหกรรมที่ต้องการความเชื่อถือได้ที่สูง วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ประเมินดัชนีด้วยวิธีการวิเคราะห์โดยอาศัยหลักการมินิมัลคัสเซต ซึ่งง่ายในการพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์และให้ผลของดัชนีที่แม่นยำ

ผลการศึกษาทำให้ทราบถึงความเชื่อถือได้เชิงปริมาณของจุดโหนดในระบบ เช่น อัตราการล้มเหลว ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปี และความพร้อมมูล เป็นต้น และความเชื่อถือได้เชิงปริมาณของระบบ เช่น SAIFI, SADI และ CAIDI เป็นต้น รวมถึงมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่จะเกิดขึ้นจริงในรูปแบบของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของจุดโหนดวิกฤติในระบบซึ่งคำนวณโดยวิธีระบุเหตุขัดข้อง (CEM) และวิธีดัชนีพื้นฐาน (BIM) และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของระบบซึ่งคำนวณโดยวิธีดัชนีระบบ (SIM) ผลการศึกษาเหล่านี้สามารถใช้วิเคราะห์และเปรียบเทียบระบบโดยพิจารณารวมถึงต้นทุนในการสร้างระบบ ซึ่งช่วยตัดสินใจในการออกแบบระบบและประเมินความคุ้มค่าในการลงทุนได้เป็นอย่างดี

ภาควิชา.....วิศวกรรมไฟฟ้า.....      ลายมือชื่อนิสิต.....  
 สาขาวิชา.....วิศวกรรมไฟฟ้า.....      ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก.....  
 ปีการศึกษา.....2554.....

## 5370360021 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORDS : RELIABILITY INDICES / INTERRUPTED ENERGY RATES / ELECTRICAL SYSTEM / TIER CLASSIFICATION

SAMPRASIT PRASOPSUK : ELECTRICAL SYSTEM EVALUATION BASED ON RELIABILITY INDICES AND INTERRUPTED ENERGY RATES. ADVISOR : ASST. PROF. SOTDHIPONG PHICHAISAWAT, Ph.D., 142 pp.

This thesis emphasizes on an evaluation of electrical system by using reliability indices and interrupted energy rates. The evaluated systems are the high reliable systems of industrial plant. The thesis applied an index evaluation by using an analytical method with minimal cut set technique. This method is easy for programming and provides accuracy results.

The evaluated results show the quantitative reliability of load points in the system e.g. failure rate, annual outage time and availability, etc. and the quantitative reliability of the system e.g. SAIFI, SAIDI and CAIDI, etc. In addition, the results show the actual outage cost represented as interrupted energy rates of the critical load point calculated by contingency enumeration method (CEM) and basic indices method (BIM) and interrupted energy rates of the system calculated by system indices method (SIM). These results are used to analyze and compare systems by considering including the cost. This analysis and comparison help guiding for the system design and assessing the worth of investment.

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

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

Academic Year : .....2011.....

## กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดีจากความช่วยเหลือของผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.โสทธิพงษ์ พิชัยสวัสดิ์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ซึ่งท่านได้ให้คำแนะนำและข้อคิดเห็นต่างๆ ของการวิจัยมาด้วยดีตลอด และได้กรุณาตรวจสอบและแก้ไขวิทยานิพนธ์จนสำเร็จเรียบร้อยเป็นอย่างดี ผู้วิจัยขอขอบคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ทุกท่านซึ่งประกอบด้วย ศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต เอื้ออาภรณ์ อาจารย์ ดร.ชาญณรงค์ บาลมงคล และดร.ประดิษฐ์ เฟื่องฟู ที่ได้กรุณาตรวจสอบแก้ไข และให้คำแนะนำในการทำวิทยานิพนธ์จนสำเร็จลุล่วงด้วยดี และเนื่องจากทุนการวิจัยครั้งนี้บางส่วนได้รับมาจากทุนการศึกษาในโครงการศิษย์ก้นกุฏิ จึงขอขอบคุณมา ณ ที่นี้ด้วย

สุดท้ายนี้ ผู้วิจัยใคร่ขอกราบขอบพระคุณ คุณพ่อ คุณแม่ ที่สนับสนุนในด้านการศึกษา และให้กำลังใจแก่ผู้วิจัยเสมอมา นอกจากนี้ผู้วิจัยขอขอบคุณเพื่อนๆ รุ่นพี่ รุ่นน้องทุกคนที่ให้คำปรึกษาและมีส่วนในการผลักดันให้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จและลุล่วงไปได้ด้วยดี

## สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	จ
กิตติกรรมประกาศ.....	ฉ
สารบัญ.....	ช
สารบัญตาราง.....	ฎ
สารบัญภาพ.....	ฏ
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย.....	3
1.3 ขอบเขตของการวิจัย.....	3
1.4 ขั้นตอนศึกษา และวิธีดำเนินการวิจัย.....	3
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์.....	4
บทที่ 2 ทฤษฎีพื้นฐานเกี่ยวกับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง.....	5
2.1 แนวคิดพื้นฐานเกี่ยวกับการประเมินความน่าเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง.....	5
2.2 ข้อมูลสำหรับการประเมินความน่าเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง.....	6
2.3 การแบ่งระดับชั้นของการประเมินความน่าเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง.....	7
บทที่ 3 การวิเคราะห์อุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า.....	15
3.1 ชนิดของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า.....	15
3.2 การกระจายความน่าจะเป็นในการทำงานของอุปกรณ์.....	22
3.3 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์.....	23
3.3.1 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 2 สถานะ (Two-state model).....	23
3.3.2 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะ (Three-state model).....	23
3.3.3 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 4 สถานะ (Four-state model).....	25
บทที่ 4 วิธีประเมินความเชื่อถือได้ด้วยวิธีการวิเคราะห์.....	26
4.1 วิธีลดทอนเครือข่าย (Network reduction method).....	26

	หน้า	
4.2	วิธีความน่าจะเป็นแบบมีเงื่อนไข (Conditional probability method).....	28
4.3	วิธีมินิมัลคัตเซต (Minimal cut set method).....	29
4.4	วิธีการวิเคราะห์แผนภาพต้นไม้ (Fault tree analysis method).....	31
บทที่ 5	การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าด้วยวิธีการวิเคราะห์.....	34
5.1	การเตรียมข้อมูลโครงสร้างของระบบและค่าทางสถิติของอุปกรณ์.....	34
5.2	การตรวจหาเส้นทางต่ำสุดและมินิมัลคัตเซต.....	35
5.2.1	การตรวจหาเส้นทางต่ำสุด (Minimal pat set).....	36
5.2.1.1	วิธีเทคนิคความสัมพันธ์ของเมตริกซ์ (Connection matrix techniques).....	36
5.2.1.2	วิธีการตรวจหาเส้นทางแบบวิธีย้อนกลับไปกลับมา.....	39
5.2.1.3	วิธีการตรวจหาเส้นทางแบบสุ่ม.....	40
5.2.1.4	การตรวจหาเส้นทางแบบวิธีจุดจำปม.....	40
5.2.1.5	การตรวจหาเส้นทางจากผู้มาก่อนของสาขา.....	41
5.2.2	การหามินิมัลคัตเซต.....	43
5.3	การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้.....	43
5.3.1	ดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด (Reliability indices at load point).....	43
5.3.2	ดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้า (Customer-oriented index).....	44
5.3.3	ขั้นตอนการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า.....	49
5.3.3.1	การคำนวณดัชนีพื้นฐานของเหตุการณ์ล้มเหลว ณ จุดโหลดของอุปกรณ์ มินิมัลคัตเซต.....	51
5.3.3.2	การคำนวณดัชนีเหตุการณ์ล้มเหลว ณ จุดโหลดเมื่อมีแหล่งจ่ายพลังงาน สำรอง.....	52
5.3.3.3	การคำนวณดัชนีเหตุการณ์ล้มเหลว ณ จุดโหลดเนื่องจากอุปกรณ์มินิมัลคัต เซตที่เป็นบัลบาร์.....	59
บทที่ 6	การประเมินอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับในระบบไฟฟ้า.....	61
6.1	แบบจำลองความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้า.....	61
6.2	การประเมินอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ (Interrupted energy rate evaluation).....	64



6.2.1	วิธีระบุเหตุขัดข้อง (Contingency enumeration method: CEM).....	64
6.2.2	วิธีดัชนีพื้นฐาน (Basic indices method: BIM).....	65
6.2.3	วิธีดัชนีระบบ (System indices method: SIM).....	65
บทที่ 7	ตัวอย่างการประเมินความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้า...	67
7.1	การทดลองกรณีที่ 1.....	67
7.1.1	ระบบทดสอบที่ 1.....	71
7.1.2	ระบบทดสอบที่ 2.....	74
7.1.3	ระบบทดสอบที่ 3.....	76
7.1.4	ระบบทดสอบที่ 4.....	78
7.1.5	ระบบทดสอบที่ 5.....	80
7.1.6	ระบบทดสอบที่ 6.....	82
7.1.7	ระบบทดสอบที่ 7.....	84
7.1.8	ผลการคำนวณความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ.....	86
7.1.8.1	ผลการคำนวณของแต่ละระบบทดสอบ.....	86
7.1.8.2	การเปรียบเทียบผลการคำนวณของแต่ละระบบทดสอบ.....	101
7.1.9	ผลการคำนวณของต้นทุนในการสร้างระบบ.....	111
7.1.10	การวิเคราะห์ผลการคำนวณ.....	112
7.1.10.1	การเปรียบเทียบผลการคำนวณของความเชื่อถือได้ในแต่ละจุดโหลด.....	112
7.1.10.2	การเปรียบเทียบผลการคำนวณของดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดของแต่ละระบบทดสอบ.....	113
7.1.10.3	การเปรียบเทียบผลการคำนวณของดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้าของแต่ละระบบทดสอบ.....	116
7.1.10.4	การเปรียบเทียบผลการคำนวณของดัชนีอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของแต่ละระบบทดสอบ.....	117
7.1.10.5	การเลือกระบบที่เหมาะสมที่สุดตามหลักเกณฑ์ที่กำหนดไว้.....	120
7.2	การทดลองกรณีที่ 2.....	121

7.2.1 ระบบทดสอบของการทดลองกรณีที่ 2.....	121
7.2.2 ผลการคำนวณของการทดลองกรณีที่ 2.....	124
บทที่ 8 สรุปผลวิจัยและข้อเสนอแนะ.....	127
8.1 สรุปผลการวิจัย.....	127
8.2 ข้อเสนอแนะสำหรับการศึกษาและพัฒนา.....	127
รายการอ้างอิง.....	129
ภาคผนวก.....	131
ภาคผนวก ก. ราคาโดยประมาณของอุปกรณ์ในระบบสำหรับการทดลองกรณีที่ 1.....	132
ภาคผนวก ข. โปรแกรมคอมพิวเตอร์.....	135
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์.....	142

## สารบัญตาราง

	หน้า
ตารางที่ 2.1	สรุปข้อกำหนดของแต่ละโครงสร้างพื้นฐานของระบบ..... 14
ตารางที่ 3.1	การเปรียบเทียบการทำงานของเอทีเอสชนิดโอเพนและโคลสทรานซิชัน..... 20
ตารางที่ 5.1	ข้อมูลความเชื่อถือได้ของระบบตัวอย่าง..... 35
ตารางที่ 5.2	เส้นทางต่ำสุดของระบบตัวอย่าง..... 43
ตารางที่ 5.3	มินิมัลคัตเซตของระบบตัวอย่าง..... 43
ตารางที่ 6.1	ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าตาม Thai Standard Industrial Classification (TSIC)..... 62
ตารางที่ 6.2	แบบจำลองความเสียหาย TSIC ในพื้นที่จ่ายไฟของการไฟฟ้านครหลวง..... 63
ตารางที่ 6.3	แบบจำลองความเสียหาย TSIC ในพื้นที่จ่ายไฟของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค..... 63
ตารางที่ 7.1	โครงสร้างพื้นฐานของแต่ละระบบทดสอบ..... 67
ตารางที่ 7.2	ความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ในระบบสำหรับการทดลองกรณีที่ 1..... 69
ตารางที่ 7.3	รายละเอียดของโหลดในแต่ละจุดโหลดของการทดลองกรณีที่ 1..... 69
ตารางที่ 7.4	แบบจำลอง TSIC35 ในพื้นที่จ่ายไฟของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค..... 70
ตารางที่ 7.5	ผลการคำนวณของความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดของระบบทดสอบที่ 1..... 86
ตารางที่ 7.6	ผลการคำนวณของความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้าของระบบทดสอบที่ 1..... 88
ตารางที่ 7.7	ผลการคำนวณของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของโหลดวิกฤตของระบบ ทดสอบที่ 1..... 88
ตารางที่ 7.8	ผลการคำนวณของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของระบบทดสอบที่ 1..... 88
ตารางที่ 7.9	ผลการคำนวณของความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดของระบบทดสอบที่ 2..... 89
ตารางที่ 7.10	ผลการคำนวณของความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้าของระบบทดสอบที่ 2..... 90
ตารางที่ 7.11	ผลการคำนวณของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของโหลดวิกฤตของระบบ ทดสอบที่ 2..... 90
ตารางที่ 7.12	ผลการคำนวณของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของระบบทดสอบที่ 2..... 90
ตารางที่ 7.13	ผลการคำนวณของความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดของระบบทดสอบที่ 3..... 91
ตารางที่ 7.14	ผลการคำนวณของความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้าของระบบทดสอบที่ 3..... 92

ตารางที่ 7.15	ผลการคำนวณของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของโหลดวิกฤตของระบบทดสอบที่ 3.....	92
ตารางที่ 7.16	ผลการคำนวณของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของระบบทดสอบที่ 3.....	92
ตารางที่ 7.17	ผลการคำนวณของความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดของระบบทดสอบที่ 4.....	93
ตารางที่ 7.18	ผลการคำนวณของความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้าของระบบทดสอบที่ 4.....	94
ตารางที่ 7.19	ผลการคำนวณของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของโหลดวิกฤตของระบบทดสอบที่ 4.....	94
ตารางที่ 7.20	ผลการคำนวณของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของระบบทดสอบที่ 4.....	94
ตารางที่ 7.21	ผลการคำนวณของความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดของระบบทดสอบที่ 5.....	95
ตารางที่ 7.22	ผลการคำนวณของความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้าของระบบทดสอบที่ 5.....	96
ตารางที่ 7.23	ผลการคำนวณของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของโหลดวิกฤตของระบบทดสอบที่ 5.....	96
ตารางที่ 7.24	ผลการคำนวณของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของระบบทดสอบที่ 5.....	96
ตารางที่ 7.25	ผลการคำนวณของความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดของระบบทดสอบที่ 6.....	97
ตารางที่ 7.26	ผลการคำนวณของความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้าของระบบทดสอบที่ 6.....	98
ตารางที่ 7.27	ผลการคำนวณของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของโหลดวิกฤตของระบบทดสอบที่ 6.....	98
ตารางที่ 7.28	ผลการคำนวณของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของระบบทดสอบที่ 6.....	98
ตารางที่ 7.29	ผลการคำนวณของความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดของระบบทดสอบที่ 7.....	99
ตารางที่ 7.30	ผลการคำนวณของความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้าของระบบทดสอบที่ 7.....	100
ตารางที่ 7.31	ผลการคำนวณของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของโหลดวิกฤตของระบบทดสอบที่ 7.....	101
ตารางที่ 7.32	ผลการคำนวณของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของระบบทดสอบที่ 7.....	102
ตารางที่ 7.33	ผลการคำนวณต้นทุนในการสร้างระบบ.....	111
ตารางที่ 7.34	ผลการเปรียบเทียบมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ.....	119
ตารางที่ 7.35	สรุปผลของการประเมินระบบทดสอบ.....	120

ตารางที่ 7.36	ความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ในระบบสำหรับการทดลองกรณีที่ 2.....	123
ตารางที่ 7.37	รายละเอียดของโหลดในแต่ละจุดโหลดของการทดลองกรณีที่ 2.....	123
ตารางที่ 7.38	แบบจำลอง TSIC31 ในพื้นที่จ่ายไฟของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.....	124
ตารางที่ 7.39	ผลการคำนวณของความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดของการทดลองกรณีที่ 2.....	124
ตารางที่ 7.40	ผลการคำนวณของความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้าของการทดลองกรณีที่ 2...	126
ตารางที่ 7.41	ผลการคำนวณของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของการทดลองกรณีที่ 2.....	126
ตารางที่ ก.1	ราคาโดยประมาณของอุปกรณ์ในระบบสำหรับการทดลองกรณีที่ 1.....	132

## สารบัญภาพ

	หน้า
ภาพที่ 1.1 ความสัมพันธ์ระหว่างค่าใช้จ่ายกับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า.....	3
ภาพที่ 2.1 การประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง.....	5
ภาพที่ 2.2 ข้อมูลสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง.....	6
ภาพที่ 2.3 การแบ่งระดับชั้นในการศึกษาความเชื่อถือได้.....	8
ภาพที่ 2.4 แบบจำลองของระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 1.....	8
ภาพที่ 2.5 แบบจำลองของระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 2.....	9
ภาพที่ 2.6 แบบจำลองของระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 3.....	10
ภาพที่ 2.7 แผนภาพเส้นเดียวของโครงสร้างพื้นฐานของระบบที่ 1.....	11
ภาพที่ 2.8 แผนภาพเส้นเดียวของโครงสร้างพื้นฐานของระบบที่ 2.....	12
ภาพที่ 2.9 แผนภาพเส้นเดียวของโครงสร้างพื้นฐานของระบบที่ 3.....	13
ภาพที่ 2.10 แผนภาพเส้นเดียวของโครงสร้างพื้นฐานของระบบที่ 4.....	14
ภาพที่ 3.1 วงจรอย่างง่ายของยูพีเอสชนิดดับเบิลคอนเวอร์ชัน.....	18
ภาพที่ 3.2 วงจรอย่างง่ายของยูพีเอสโรตารี.....	19
ภาพที่ 3.3 วงจรอย่างง่ายของยูพีเอสโรตารีชนิดที่ใช้พลังงานสำรองจากเครื่องยนต์ดีเซล.....	19
ภาพที่ 3.4 ช่วงเวลาการทำงานปกติของอุปกรณ์.....	22
ภาพที่ 3.5 พารามิเตอร์ต่างๆของอุปกรณ์ช่วงเวลาการทำงาน.....	23
ภาพที่ 3.6 แบบจำลอง 2 สถานะของอุปกรณ์.....	23
ภาพที่ 3.7 แบบจำลอง 3 สถานะของอุปกรณ์.....	24
ภาพที่ 3.8 แบบจำลอง 4 สถานะของอุปกรณ์.....	25
ภาพที่ 4.1 ระบบอนุกรมและระบบขนาน	
ก) ระบบอนุกรม.....	27
ข) ระบบขนาน.....	27
ภาพที่ 4.2 ตัวอย่างการยุบส่วนของระบบที่ต่อขนานและอนุกรม.....	27
ภาพที่ 4.3 ระบบตัวอย่างที่ซับซ้อน.....	28
ภาพที่ 4.4 การแยกเงื่อนไขเพื่อวิเคราะห์ระบบซับซ้อน.....	29

ภาพที่ 4.5	มินิมัลลัดเซตของระบบในภาพที่ 4.3.....	30
ภาพที่ 4.6	การใช้ OR gate และ AND gate ในการคำนวณค่า U.....	31
ภาพที่ 4.7	ระบบตัวอย่าง.....	32
ภาพที่ 4.8	แผนภาพต้นไม้แสดงการล้มเหลวของระบบ.....	32
ภาพที่ 5.1	แผนผังแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อได้ด้วยวิธีมินิมัลลัดเซต.....	34
ภาพที่ 5.2	ระบบตัวอย่างที่ถูกระบุหมายเลขของโนดและสาขาในระบบ.....	35
ภาพที่ 5.3	ระบบตัวอย่างที่ซับซ้อนและเมตริกซ์.....	36
ภาพที่ 5.4	เส้นประแสดงการตรวจสอบหาเส้นทางในวิธีย้อนกลับไปมา.....	39
ภาพที่ 5.5	เส้นประแสดงการตรวจสอบหาเส้นทางแบบสุ่มซึ่งมีเส้นทางซ้ำกัน.....	40
ภาพที่ 5.6	เส้นประแสดงการตรวจสอบหาเส้นทางแบบวิธีจัดจำปม.....	41
ภาพที่ 5.7	เส้นประแสดงการตรวจสอบหาเส้นทางจากผู้มาก่อนของสาขา.....	42
ภาพที่ 5.8	ขั้นตอนการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้.....	50
ภาพที่ 5.9	แบบจำลองอุปกรณ์ที่อยู่ต้นทางเส้นทางการจ่ายกำลังไฟฟ้าของยูพีเอส.....	52
ภาพที่ 5.10	แบบจำลองของเหตุการณ์ล้มเหลวในกรณีที่ 1.....	53
ภาพที่ 5.11	แบบจำลองอุปกรณ์ที่อยู่ต้นทางเส้นทางการจ่ายกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า.....	55
ภาพที่ 5.12	แบบจำลองของเหตุการณ์ล้มเหลวในกรณีที่ 2.....	55
ภาพที่ 5.13	แบบจำลองอุปกรณ์ที่อยู่ต้นทางเส้นทางการจ่ายกำลังไฟฟ้าของการไฟฟ้าฯ สำหรับสำรองพลังงานไฟฟ้า.....	57
ภาพที่ 5.14	แบบจำลองของเหตุการณ์ล้มเหลวในกรณีที่ 3.....	58
ภาพที่ 5.15	แบบจำลองการติดตั้งอุปกรณ์ในแผงสวิตช์.....	60
ภาพที่ 7.1	แผนภาพเส้นเดียวของระบบไฟฟ้าของการทดลองกรณีที่ 1.....	68
ภาพที่ 7.2	แบบจำลอง TSIC35 ในพื้นที่จ่ายไฟของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.....	71
ภาพที่ 7.3	แผนภาพเส้นเดียวของระบบไฟฟ้าของระบบทดสอบที่ 1.....	72
ภาพที่ 7.4	แผนภาพแสดงหมายเลขของอุปกรณ์ของระบบทดสอบที่ 1.....	73
ภาพที่ 7.5	แผนภาพเส้นเดียวของระบบไฟฟ้าของระบบทดสอบที่ 2.....	74





ภาพที่ 7.32	อัตราการล้มเหลวของแต่ละจุดโหลดของระบบทดสอบที่ 6.....	97
ภาพที่ 7.33	ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปีของแต่ละจุดโหลดของระบบทดสอบที่ 6.....	97
ภาพที่ 7.34	ความพร้อมมูลของแต่ละจุดโหลดของระบบทดสอบที่ 6.....	98
ภาพที่ 7.35	อัตราการล้มเหลวของแต่ละจุดโหลดของระบบทดสอบที่ 7.....	99
ภาพที่ 7.36	ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปีของแต่ละจุดโหลดของระบบทดสอบที่ 7.....	99
ภาพที่ 7.37	ความพร้อมมูลของแต่ละจุดโหลดของระบบทดสอบที่ 7.....	100
ภาพที่ 7.38	อัตราการล้มเหลวของ LP#1-8 และ 19-26 ของทุกระบบทดสอบ.....	101
ภาพที่ 7.39	ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปีของ LP#1-8 และ 19-26 ของทุกระบบทดสอบ.....	101
ภาพที่ 7.40	ความพร้อมมูลของ LP#1-8 และ 19-26 ของทุกระบบทดสอบ.....	101
ภาพที่ 7.41	อัตราการล้มเหลวของ LP#9-15 และ 27-33 ของทุกระบบทดสอบ.....	102
ภาพที่ 7.42	ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปีของ LP#9-15 และ 27-33 ของทุกระบบทดสอบ.....	102
ภาพที่ 7.43	ความพร้อมมูลของ LP#9-15 และ 27-33 ของทุกระบบทดสอบ.....	102
ภาพที่ 7.44	อัตราการล้มเหลวของ LP#16-18 ของทุกระบบทดสอบ.....	103
ภาพที่ 7.45	ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปีของ LP#16-18 ของทุกระบบทดสอบ.....	103
ภาพที่ 7.46	ความพร้อมมูลของ LP#16-18 ของทุกระบบทดสอบ.....	103
ภาพที่ 7.47	ผลการคำนวณของ SAIFI ของทุกระบบทดสอบ.....	104
ภาพที่ 7.48	ผลการคำนวณของ SAIDI ของทุกระบบทดสอบ.....	104
ภาพที่ 7.49	ผลการคำนวณของ CAIFI ของทุกระบบทดสอบ.....	104
ภาพที่ 7.50	ผลการคำนวณของ CAIDI ของทุกระบบทดสอบ.....	105
ภาพที่ 7.51	ผลการคำนวณของ ASAI ของทุกระบบทดสอบ.....	105
ภาพที่ 7.52	ผลการคำนวณของ ASUI ของทุกระบบทดสอบ.....	105
ภาพที่ 7.53	ผลการคำนวณของ ENS ของทุกระบบทดสอบ.....	106
ภาพที่ 7.54	ผลการคำนวณของ AENS ของทุกระบบทดสอบ.....	106
ภาพที่ 7.55	ผลการคำนวณของ ACCI ของทุกระบบทดสอบ.....	106
ภาพที่ 7.56	ผลการคำนวณของ ECOST โดย CEM ของทุกระบบทดสอบ.....	107
ภาพที่ 7.57	ผลการคำนวณของ EENS โดย CEM ของทุกระบบทดสอบ.....	107

ภาพที่ 7.58	ผลการคำนวณของ IER โดย CEM ของทุกระบบทดสอบ.....	107
ภาพที่ 7.59	ผลการคำนวณของ ECOST โดย BIM ของทุกระบบทดสอบ.....	108
ภาพที่ 7.60	ผลการคำนวณของ EENS โดย BIM ของทุกระบบทดสอบ.....	108
ภาพที่ 7.61	ผลการคำนวณของ IER โดย BIM ของทุกระบบทดสอบ.....	108
ภาพที่ 7.62	การเปรียบเทียบของ ECOST โดย CEM และ BIM.....	109
ภาพที่ 7.63	การเปรียบเทียบของ EENS โดย CEM และ BIM.....	109
ภาพที่ 7.64	การเปรียบเทียบของ IER โดย CEM และ BIM.....	109
ภาพที่ 7.65	ผลการคำนวณของ ECOST โดย SIM ของทุกระบบทดสอบ.....	110
ภาพที่ 7.66	ผลการคำนวณของ EENS โดย SIM ของทุกระบบทดสอบ.....	110
ภาพที่ 7.67	ผลการคำนวณของ IER โดย SIM ของทุกระบบทดสอบ.....	110
ภาพที่ 7.68	การเปรียบเทียบผลการคำนวณต้นทุนในการสร้างระบบ.....	111
ภาพที่ 7.69	แบบจำลองความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ CDF1 และ CDF2.....	117
ภาพที่ 7.70	แผนภาพเส้นเดียวของระบบไฟฟ้าของการทดลองกรณีที่ 2.....	121
ภาพที่ 7.71	แผนภาพแสดงหมายเลขของระบบไฟฟ้าของการทดลองกรณีที่ 2.....	122
ภาพที่ 7.72	แบบจำลอง TSIC31 ในพื้นที่จ่ายไฟของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.....	124
ภาพที่ 7.73	อัตราการล้มเหลวของแต่ละจุดโหลดของการทดลองกรณีที่ 2.....	125
ภาพที่ 7.74	ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปีของแต่ละจุดโหลดของการทดลองกรณีที่ 2.....	125
ภาพที่ 7.75	ความพร้อมมูลของแต่ละจุดโหลดของการทดลองกรณีที่ 2.....	126
ภาพที่ ข.1	การป้อนข้อมูลที่หน้า System.....	137
ภาพที่ ข.2	การป้อนข้อมูลที่หน้า Reliability data.....	138
ภาพที่ ข.3	การป้อนข้อมูลที่หน้า Source.....	138
ภาพที่ ข.4	การป้อนข้อมูลที่หน้า Load.....	139
ภาพที่ ข.5	การป้อนข้อมูลที่หน้า ATS.....	139
ภาพที่ ข.6	การป้อนข้อมูลที่หน้า UPS.....	140
ภาพที่ ข.7	การป้อนข้อมูลที่หน้า Busbar.....	140
ภาพที่ ข.8	การป้อนข้อมูลที่หน้า Outage cost.....	141

# บทที่ 1

## บทนำ

### 1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

เนื่องจากความเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศในช่วงระยะเวลาที่ผ่านมาส่งผลให้มีความต้องการในการใช้พลังงานไฟฟ้าอย่างต่อเนื่องในระดับที่สูงโดยเฉพาะองค์กรสำคัญต่างๆ เช่น โรงงานอุตสาหกรรม องค์กรธุรกิจ และโรงพยาบาล เป็นต้น การขาดพลังงานไฟฟ้าหรือไฟฟ้าดับเพียงช่วงระยะเวลาหนึ่งอาจก่อความเสียหายต่อองค์กรเหล่านั้นเป็นอย่างมาก ตัวอย่างเช่น ในโรงงานอุตสาหกรรมอาจทำให้เกิดการหยุดชะงักในการผลิตสินค้า วัตถุดิบและเครื่องจักรได้รับความเสียหาย เสียค่าใช้จ่ายแรงงานโดยไม่มีการทำงานทดแทน สินค้าไม่สามารถผลิตได้ตามความต้องการของลูกค้าซึ่งทำให้เกิดความขาดความน่าเชื่อถือในตัวองค์กร ในด้านองค์กรธุรกิจ อาจทำให้คอมพิวเตอร์แม่ข่าย (Server) ที่เป็นฐานข้อมูลขององค์กรเกิดความเสียหายซึ่งจะทำให้ข้อมูลขององค์กรสูญหาย และในส่วนของโรงพยาบาลอาจนำไปสู่การสูญเสียชีวิตของผู้ป่วยที่ต้องการเครื่องใช้ไฟฟ้าในการรักษาชีวิตไว้ เป็นต้น เพื่อบรรเทาความเสียหายดังกล่าวมานอกจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะต้องจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าที่มีความน่าเชื่อถือได้ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้แล้ว ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของสถานที่ของผู้ใช้ไฟฟ้าก็มีส่วนสำคัญในเช่นกัน การออกแบบระบบไฟฟ้าให้มีความเชื่อถือได้ที่สูงจะช่วยลดปัญหาไฟฟ้าดับได้เป็นอย่างดี

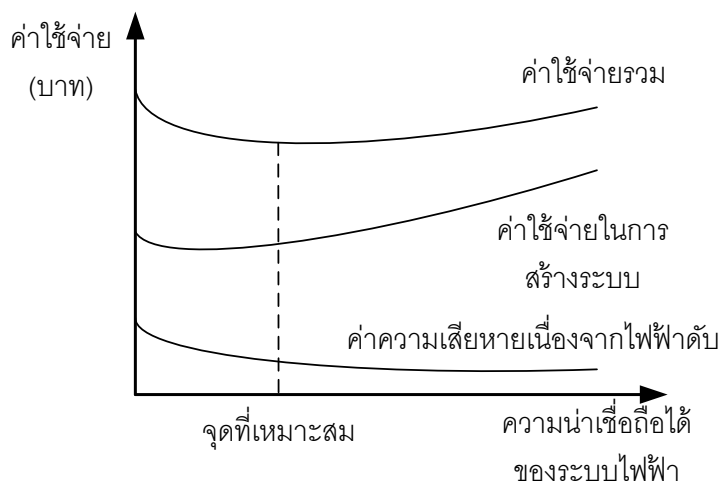
การออกแบบระบบไฟฟ้าให้มีความเชื่อถือได้สูงสามารถกระทำได้โดยออกแบบให้ระบบมีอุปกรณ์ที่มีคุณภาพและความเชื่อถือได้ที่สูงหรือเพิ่มแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าสำรองเช่น ยูพีเอส (UPS) และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator) หรือติดตั้งหม้อแปลงเพื่อรับพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าเพิ่ม เป็นต้น ซึ่งการกระทำดังกล่าวจำเป็นต้องใช้ค่าใช้จ่ายในการลงทุนสร้างระบบที่สูงขึ้นจากเหตุผลดังกล่าวการประเมินความเชื่อถือได้เชิงปริมาณ (Quantitative reliability) [1,2] และ อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ (Interrupted energy rate) [3,4] จึงถูกนำมาใช้เพื่อช่วยในการตัดสินใจในการออกแบบระบบและประเมินความคุ้มค่าในการลงทุน

ความเชื่อถือได้เชิงปริมาณเป็นดัชนีที่บอกระดับความเสี่ยงที่จะเกิดไฟฟ้าดับขึ้นของระบบ โดยคำนวณมาจากค่าทางสถิติการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆในระบบ โดยอยู่ในรูปแบบของดัชนีความเชื่อได้ ณ จุดโหลด (Load-point reliability indices) และดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้

ไฟฟ้า (Customer-oriented indices) วิธีการประเมินความน่าเชื่อถือได้เชิงปริมาณแบ่งออกเป็น 2 วิธีหลัก [1,5] คือ วิธีการวิเคราะห์ (Analytical method) กับ วิธีการจำลองสถานการณ์ (Simulation method) วิธีการวิเคราะห์เป็นวิธีที่อาศัยแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของการทำงานของอุปกรณ์แล้วคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ตามแบบจำลองซึ่งมีข้อดีคือให้ผลการประเมินที่มีความแม่นยำและใช้เวลาคำนวณน้อย แต่จะมีข้อเสียคือมีข้อจำกัดในการประเมินระบบที่มีโครงสร้างและการทำงานที่ซับซ้อน ส่วนวิธีการจำลองเหตุการณ์ซึ่งใช้วิธีมอนติคาร์โล (Monte Carlo Method) เป็นการจำลองสถานการณ์ที่เป็นเหตุขัดข้องต่างๆของอุปกรณ์ในระบบ วิธีมอนติคาร์โลมีความยืดหยุ่นกว่าวิธีการวิเคราะห์จึงสามารถประเมินระบบที่ซับซ้อนได้เป็นอย่างดี วิทยานิพนธ์ฉบับนี้เลือกใช้วิธีการวิเคราะห์สำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าซึ่งเป็นระบบที่มีความซับซ้อนไม่มากนักและวิธีการวิเคราะห์จะให้ผลลัพธ์ที่แม่นยำ ส่วนวิธีจำลองสถานการณ์ได้ถูกนำเสนอไว้ในวิทยานิพนธ์ของสุทธิพงษ์ รัตนภากร [5]

ในส่วนของค่าอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ (Interrupted Energy Rate) ดัชนีนี้ถูกคำนวณจากความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage costs) [3,4] ซึ่งหมายถึงค่าใช้จ่ายหรือมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าอันเนื่องมาจากการเกิดไฟฟ้าดับ ตัวอย่างเช่น ผลตอบแทนหรือผลกำไรที่เสียไป หรือวัตถุดิบและผลิตภัณฑ์ที่ได้รับความเสียหาย เป็นต้น ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับดังกล่าวถูกสำรวจจากผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทต่างๆ โดยสถาบันวิจัยด้านพลังงานต่างๆ ผู้ออกแบบสามารถนำความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับมาใช้คำนวณควบคู่กับดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบเพื่อประเมินเป็นอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ จึงเห็นได้ว่าอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับเป็นดัชนีที่บอกถึงมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่จะเกิดขึ้นจริงของระบบ การลดค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับสามารถทำได้โดยออกแบบระบบไฟฟ้าให้มีความเชื่อถือได้ที่สูงซึ่งจะทำให้ค่าใช้จ่ายในการสร้างระบบสูงขึ้นตามไปด้วย จากภาพที่ 1.1 แสดงให้เห็นถึงจุดที่ระบบมีความเชื่อถือได้ที่เหมาะสมที่สุดนั่นคือค่าใช้จ่ายรวมจะมีค่าต่ำที่สุด

จะเห็นว่าดัชนีความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับสามารถใช้ในการเปรียบเทียบและวิเคราะห์ระบบได้ ซึ่งช่วยตัดสินใจในการออกแบบระบบและประเมินความคุ้มค่าในการลงทุนสร้างระบบ ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงศึกษาการประเมินระบบไฟฟ้าโดยใช้ดัชนีความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ โดยคำนวณดัชนีด้วยวิธีการวิเคราะห์และใช้ระบบไฟฟ้าของโรงงานอุตสาหกรรมที่ต้องการความเชื่อถือได้สูงเป็นระบบทดสอบ



ภาพที่ 1.1 ความสัมพันธ์ระหว่างค่าใช้จ่ายกับความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

## 1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย

1. เพื่อศึกษาการประเมินความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าด้วยวิธีการวิเคราะห์
2. เพื่อศึกษาการประเมินอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้า
3. เพื่อออกแบบและพัฒนาโปรแกรมสำหรับคำนวณค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ

## 1.3 ขอบเขตของการวิจัย

1. ทำการประเมินดัชนีความน่าเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าของโรงงานอุตสาหกรรมและพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์ในการประเมินดัชนี
2. ศึกษาเฉพาะในสภาวะอยู่ตัวเท่านั้น (Steady-state Condition)
3. ไม่พิจารณาการขัดข้องเนื่องจากการซ่อมบำรุง (Maintenance outage)

## 1.4 ขั้นตอนศึกษา และวิธีดำเนินการวิจัย

1. ศึกษาทฤษฎีพื้นฐานของการประเมินความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า
2. ศึกษาทฤษฎีพื้นฐานของการประเมินอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ
3. รวบรวมข้อมูลเกี่ยวกับระบบทดสอบ
4. ศึกษาการเขียนโปรแกรมคอมพิวเตอร์ ออกแบบ และพัฒนาโปรแกรม
5. ทำการทดสอบระบบ วิเคราะห์ผลการทดสอบ และสรุปผล
6. เรียบเรียง พิมพ์ผลงานการวิจัย และจัดเข้ารูปเล่มเพื่อนำเสนอต่อคณะกรรมการ

### 1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

1. สามารถทำการประเมินความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าสำหรับโรงงานอุตสาหกรรมที่ต้องการความเชื่อถือได้ที่สูงเพื่อช่วยตัดสินใจในการออกแบบระบบและประเมินความคุ้มค่าในการลงทุน
2. โปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่สามารถคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ด้วยวิธีการวิเคราะห์ของระบบไฟฟ้า

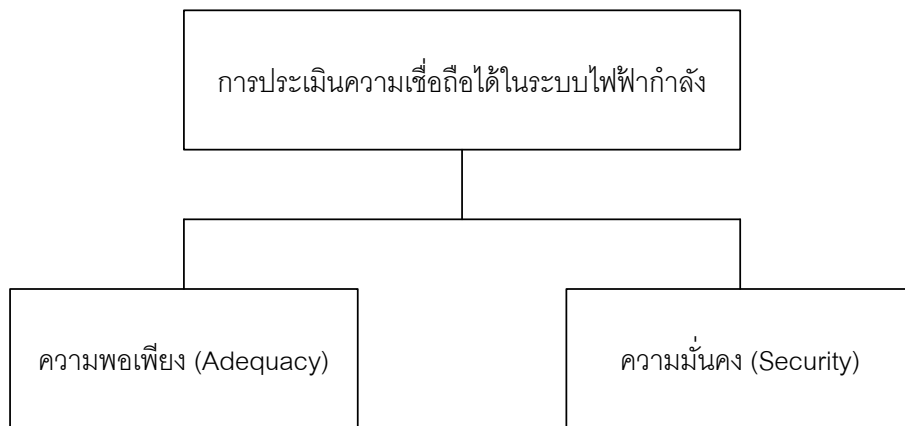
## บทที่ 2

### ทฤษฎีพื้นฐานเกี่ยวกับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง

บทนี้กล่าวถึงทฤษฎีพื้นฐานเกี่ยวกับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังซึ่งประกอบด้วย แนวคิดพื้นฐาน ข้อมูล การแบ่งระดับชั้น เป็นต้น

#### 2.1 แนวคิดพื้นฐานเกี่ยวกับการประเมินความน่าเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง [5,6]

ความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง หมายถึง หลักการที่ใช้ประเมินความสามารถในการส่งผ่านพลังงานไฟฟ้าไปยังจุดโหลดได้ตรงตามมาตรฐานที่กำหนดไว้และอยู่ในระดับที่จุดโหลดต้องการ การประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังแบ่งออกเป็น 2 ลักษณะตามภาพที่ 2.1



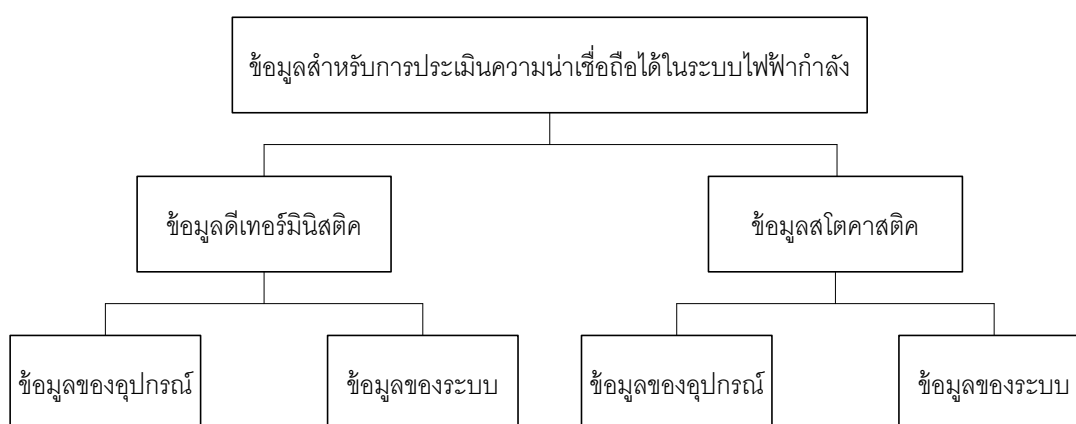
ภาพที่ 2.1 การประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง

ความพอเพียง (Adequacy) หมายถึง ความสามารถของระบบที่สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าของโหลด โดยที่อุปกรณ์ในระบบยังคงทำงานภายในพิกัดและมีระดับแรงดันอยู่ในช่วงที่กำหนด การศึกษาความเชื่อถือได้ในด้านความพอเพียงของระบบ เป็นการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังในสภาวะอยู่ตัว (Steady-state condition) เพื่อตรวจสอบปัญหาที่อาจเกิดขึ้นในระบบไฟฟ้ากำลัง โดยใช้แบบจำลองระบบในสภาวะอยู่ตัว (Steady-state network model) เช่น การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า (Load flow analysis) สำหรับปัญหาที่จะทำการตรวจสอบ ได้แก่ การมีกำลังผลิตไม่เพียงพอ (Insufficient generation) อุปกรณ์ในระบบส่งรับโหลดเกินพิกัด (Line overload) หรือปัญหาเกี่ยวกับระดับแรงดันที่บัสไม่อยู่ในช่วงที่กำหนด (Voltage violation) เป็นต้น

ความมั่นคง (Security) หมายถึง ความสามารถของระบบที่สามารถทนต่อการเปลี่ยนแปลงแบบทันทีทันใดที่เกิดขึ้นกับระบบ เช่น การเกิดลัดวงจรขึ้นในระบบ หรือมีอุปกรณ์ในระบบเกิดขัดข้องทันทีทันใดโดยไม่ทราบล่วงหน้า เป็นต้น การศึกษาความเชื่อถือได้ในด้านความมั่นคงของระบบ เป็นการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังในสภาวะพลวัต (Dynamic condition) โดยใช้แบบจำลองพลวัต (Dynamic model) เพื่อที่จะตรวจสอบปัญหาที่อาจเกิดขึ้น โดยที่ปัญหาที่อาจเกิดขึ้น ได้แก่ ความไม่มีเสถียรภาพ (Instability) การเกิดไหลตกเกินแบบต่อเนื่อง (Overload cascading) เป็นต้น อีกแง่มุมที่สำคัญของความมั่นคงของระบบ คือ ความคงสภาพไว้ของระบบ (Integrity) ซึ่งหมายถึงความสามารถในการรักษาการเชื่อมต่อกันของระบบไว้เมื่อเกิดการรบกวนที่รุนแรงในระบบ เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ

## 2.2 ข้อมูลสำหรับการประเมินความน่าเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง [5]

การประเมินหรือการวิเคราะห์พฤติกรรมความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า โดยอาศัยข้อมูลทางสถิติการทำงานของอุปกรณ์ต่าง ๆ ในระบบเริ่มแพร่หลายตั้งแต่ช่วงทศวรรษ 1930 เป็นต้นมา เหตุผลที่การประเมินความเชื่อถือได้ไม่เป็นที่แพร่หลายในช่วงก่อนเวลาดังกล่าวก็คือ การขาดแคลนข้อมูล เหตุผลในด้านข้อจำกัดของเครื่องคอมพิวเตอร์ซึ่งยังไม่มีประสิทธิภาพสูงพอ และขาดเทคนิควิธีการประเมินค่าความเชื่อถือได้ที่เหมาะสม แต่ในปัจจุบันข้อมูลต่าง ๆ ที่จำเป็นต้องใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้นั้นได้รับการจัดเก็บข้อมูลอย่างเป็นระบบมากขึ้น และเทคโนโลยีเกี่ยวกับคอมพิวเตอร์ก็มีการพัฒนาอย่างรวดเร็ว เทคนิควิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังจึงถูกพัฒนาขึ้นอย่างต่อเนื่อง สำหรับข้อมูลที่ใช้ในการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 2.2



ภาพที่ 2.2 ข้อมูลสำหรับการประเมินความน่าเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง



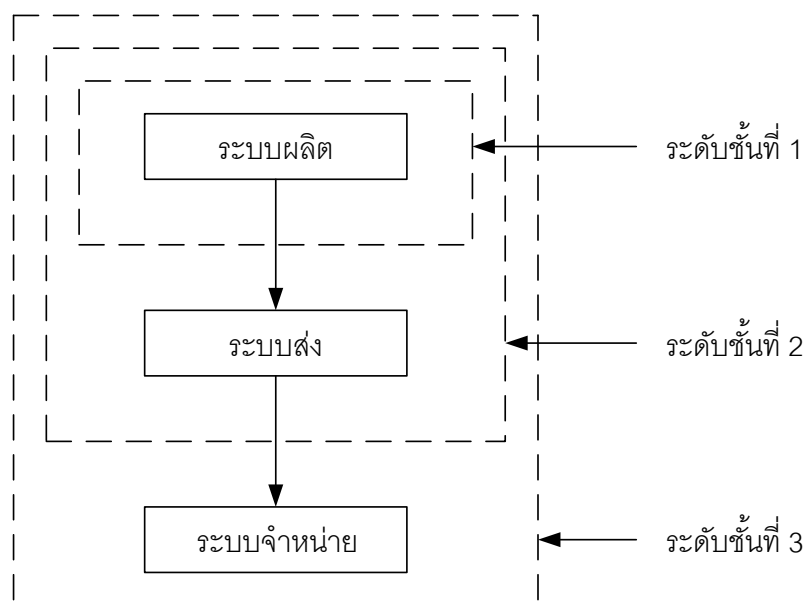
การจัดประเภทข้อมูลสำหรับใช้ประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังนั้น สามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ประเภท ดังนี้

ข้อมูลดีเทอร์มินิสติก (Deterministic data) คือ ข้อมูลที่ประกอบด้วยข้อมูลของอุปกรณ์ (Component data) และข้อมูลของระบบ (System data) ข้อมูลของอุปกรณ์เป็นข้อมูลที่สอดคล้องกับคุณสมบัติเฉพาะของอุปกรณ์แต่ละชนิด เช่น ค่าอิมพีแดนซ์ (Impedance) ค่าความนำไฟฟ้า (Susceptance) ของสายส่ง ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ตลอดจนค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ ที่ใช้ในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า เป็นต้น ซึ่งค่าที่กล่าวมาข้างต้นเป็นค่าพารามิเตอร์ที่ใช้อยู่ทั่วไปแล้วในการคำนวณทางวิศวกรรม สำหรับข้อมูลของระบบเป็นข้อมูลที่ใช้อธิบายผลตอบแทนของระบบและวิธีการแก้ไข (Remedial action) ภายใต้ภาวะการณืเกิดเหตุขัดข้อง ตัวอย่างเช่น มีสายส่ง 2 สายส่งเดินขนานกันหากมีเส้นใดเส้นหนึ่งเกิดเหตุขัดข้องขึ้นแล้ว จะมีวิธีการจัดการกับการรับโหลดของสายส่งที่เหลืออย่างไร อาจจะต้องตัดสายส่งเส้นนั้นออกจากระบบไป หรือว่าปล่อยให้ทำงานต่อไปในภาวะโหลดเกินหรือว่ามีวิธีการแก้ไขอื่น ๆ ที่จะจัดการเพื่อรักษาการทำงานจากระบบโดยรวมให้สามารถทำงานต่อไปได้

ข้อมูลสุโตคาสติก (Stochastic data) ข้อมูลประเภทนี้เป็นข้อมูลของตัวแปรสุ่ม (Random variable) ซึ่งจะใช้ในการจำลองพฤติกรรมหรือความน่าจะเป็นของอุปกรณ์สำหรับสถานการณ์การทำงานที่แตกต่างกัน โดยมีค่าที่ไม่แน่นอน สามารถแบ่งได้ออกเป็น 2 ประเภท เช่นเดียวกับข้อมูลดีเทอร์มินิสติก โดยข้อมูลของอุปกรณ์ (Component data) ได้แก่ ค่าพารามิเตอร์เกี่ยวกับโอกาสที่จะเกิดการขัดข้อง (Failure parameter) ค่าพารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้องกับช่วงระยะเวลาที่ใช้ในการซ่อมแซมอุปกรณ์ (Repair parameter) เป็นต้น สำหรับข้อมูลของระบบ (System data) ได้แก่ ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับกรณีการเกิดเหตุขัดข้องของอุปกรณ์ภายในระบบตั้งแต่ 2 อุปกรณ์ขึ้นไป เป็นต้น

### 2.3 การแบ่งระดับชั้นของการประเมินความน่าเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง [5]

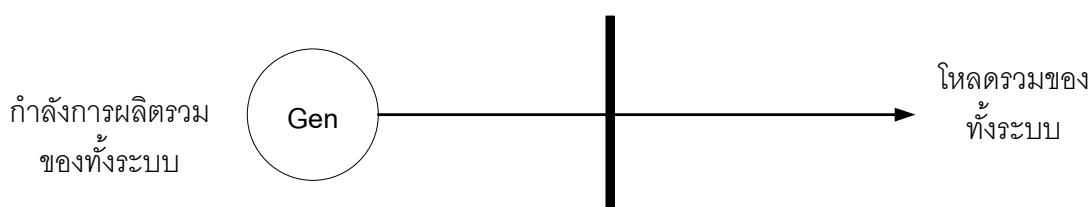
โดยทั่วไปสามารถจำแนกหน้าที่การทำงานของระบบไฟฟ้ากำลังได้เป็น 3 ส่วน ได้แก่ ระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่าย ดังนั้นการศึกษาความเชื่อถือได้จึงสามารถแบ่งระดับชั้นในการศึกษาได้ 3 ระดับเช่นกัน แสดงได้ดังภาพที่ 2.3



ภาพที่ 2.3 การแบ่งระดับชั้นในการศึกษาความเชื่อถือได้

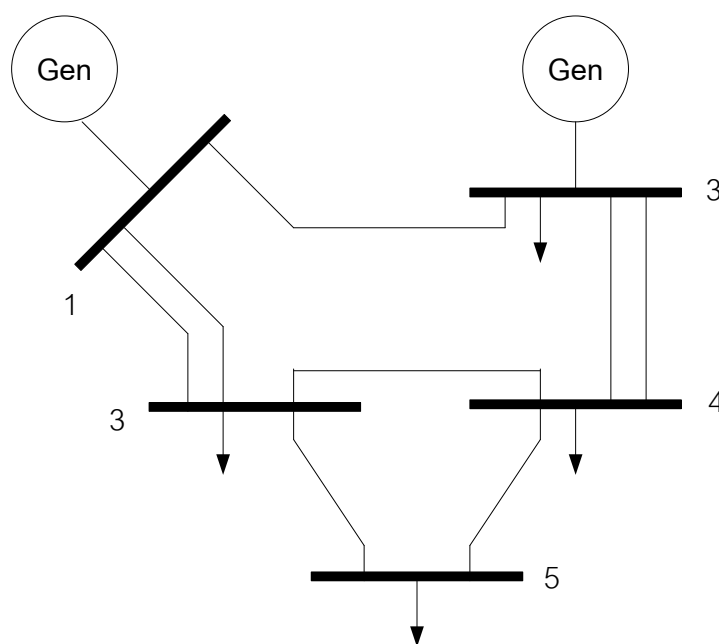
จากภาพที่ 2.3 จะเห็นว่าการศึกษาความเชื่อถือได้ในระดับที่ 1 นั้นจะศึกษาเฉพาะระบบผลิต และระดับที่ 2 เป็นการศึกษาเฉพาะระบบผลิตและระบบส่งรวมเข้าด้วยกัน ส่วนระดับที่ 3 จะศึกษารวมทั้งระบบผลิต ระบบส่งและระบบจำหน่ายรวมเข้าด้วยกันทั้งหมด

ระดับที่ 1 (Hierarchical level one: HL 1) เป็นการพิจารณาเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว โดยเป็นการศึกษาถึงความสามารถของระบบผลิตไฟฟ้าที่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า ซึ่งเป็นการหาค่าความเชื่อถือได้ของระบบอื่นเป็นผลเนื่องจากสถานะของการเกิดเหตุการณ์ขัดข้องในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว ซึ่งอาจทำให้กำลังการผลิตรวมของระบบไม่เพียงพอต่อความต้องการของโหลด ในการสร้างแบบจำลองจะพิจารณารายละเอียดเฉพาะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและแบบจำลองความต้องการไฟฟ้า ดังนั้น เราจึงสามารถทำการจำลองระบบสำหรับประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 1 แสดงได้ดังภาพที่ 2.4



ภาพที่ 2.4 แบบจำลองของระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 1

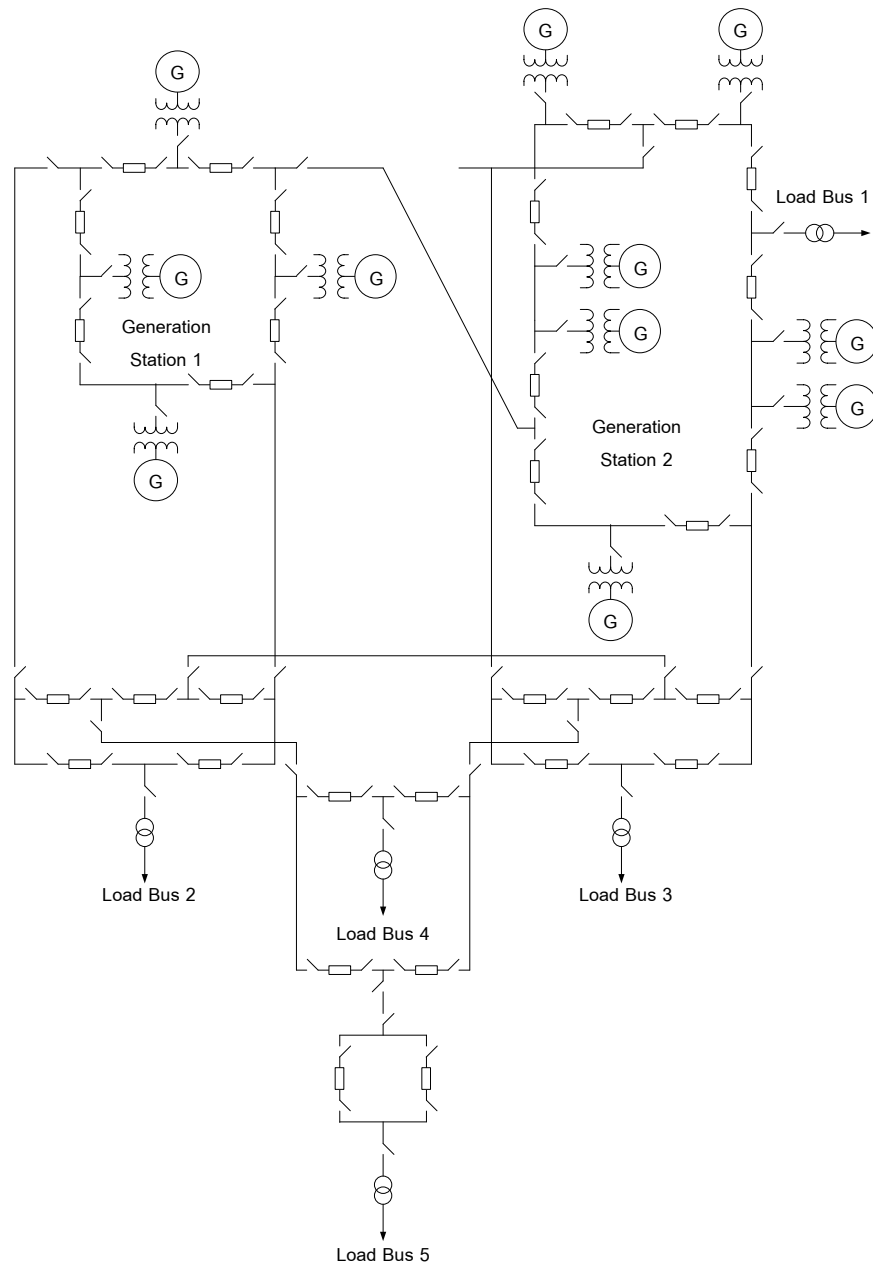
ระดับที่ 2 (Hierarchical level two : HL 2) เป็นการพิจารณารวมระบบผลิตไฟฟ้าและระบบส่งไฟฟ้าเข้าด้วยกัน โดยจะเรียกว่าระบบไฟฟ้าผสม (Composite system) หรือระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ (Bulk power system) ซึ่งจะรวมผลของแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระดับชั้นที่ 1 เข้ากับแบบจำลองระบบส่ง และรวมถึงหม้อแปลงไฟฟ้าตลอดจนอุปกรณ์ต่าง ๆ ในระบบ จากนั้นใช้เทคนิคการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าเพื่อหาค่ากำลังไฟฟ้าที่ระบบสามารถจ่ายให้กับโหลดบัสต่าง ๆ ในแต่ละสถานะของการเกิดเหตุขัดข้อง โดยปัญหาหลักที่เราจะพิจารณาในส่วนนี้จะประกอบด้วย ปัญหากำลังการผลิตในสถานะของการเกิดเหตุขัดข้องนั้นไม่เพียงพอที่จะจ่ายให้กับโหลดบัสต่าง ๆ ในระบบ ปัญหาสายส่งรับกำลังเกิน และปัญหาระดับแรงดันในระบบ โดยหากระบบไฟฟ้ากำลังเกิดปัญหาดังกล่าวขึ้น วิธีการจัดสรรกำลังการผลิตและการตัดโหลด (Generation rescheduling and load shedding) จะถูกนำมาใช้แก้ไขปัญหา ตัวอย่างของระบบที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 2 แสดงได้ดังภาพที่ 2.5



ภาพที่ 2.5 แบบจำลองของระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 2

ระดับที่ 3 (Hierarchical level three: HL 3) เป็นการพิจารณารวมระบบผลิตไฟฟ้าระบบส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้าทั้งหมดเข้าด้วยกัน ซึ่งหากวิเคราะห์โดยละเอียดจะมีความยุ่งยากและซับซ้อนมาก ดังนั้น ในทางปฏิบัติเราจึงทำการวิเคราะห์ในส่วนของระบบจำหน่าย แต่นำผลของดัชนีความเชื่อถือได้ที่ตำแหน่งต่าง ๆ ในระบบ จากการคำนวณในระดับ HL 2 มาใช้

วิเคราะห์พร้อมด้วย ในระดับนี้จะพิจารณาความเชื่อถือได้ที่โหลดบัสต่าง ๆ ในภาพแบบของ ดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด และดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้า ตัวอย่างของระบบที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 3 แสดงได้ดังภาพที่ 2.6



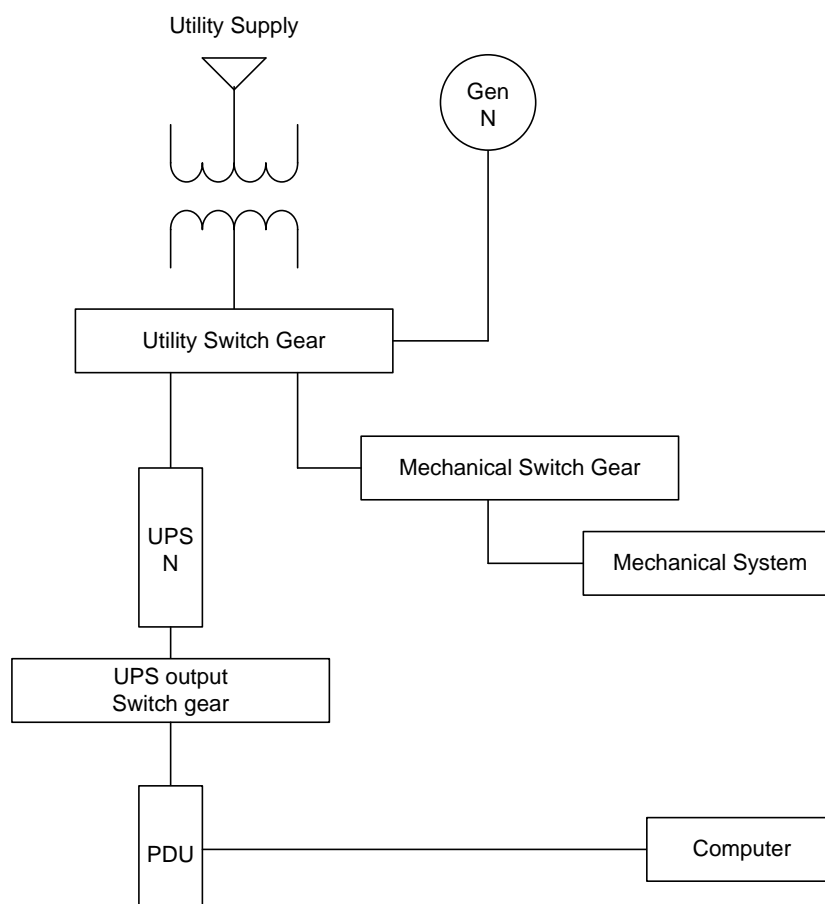
ภาพที่ 2.6 แบบจำลองของระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 3

สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของแต่ละผู้ใช้ไฟฟ้าซึ่งเป็นระบบที่รับกำลังไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายซึ่งอยู่ในระดับ HL 3 ในการวิเคราะห์ระบบ

ไฟฟ้านั้นพิจารณาถึงการจ่ายพลังงานไฟฟ้าจากแหล่งจ่ายสำรองในระบบ การต่อเชื่อมต่อกันและระดับความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ในระบบ และพิจารณารวมถึงดัชนีความเชื่อถือได้ในส่วนของระดับ HL 3 โดยกำหนดให้เป็นระบบจากการไฟฟ้า (Utility) โดยจะประเมินที่จุดโหลดต่าง ๆ ในระบบในรูปแบบของดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดและดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้า เช่นเดียวกับระดับ HL 3

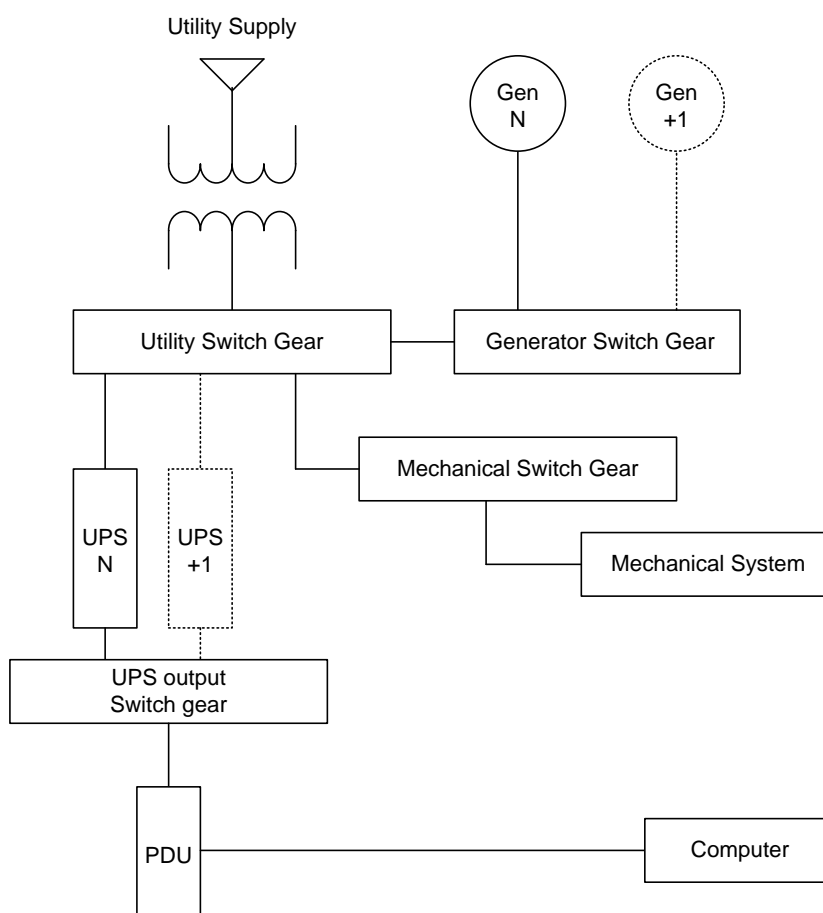
วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าที่มีโครงสร้างพื้นฐานระบบที่ออกแบบภายใต้หลักเกณฑ์ของการจัดอันดับ-tier [7,8,9] โดยแบ่งออกเป็น 4 โครงสร้างพื้นฐานดังต่อไปนี้

โครงสร้างพื้นฐานของระบบที่ 1 เป็นโครงสร้างระบบที่อ้างอิงจากอันดับ-tier ที่ 1 [7,8,9] ดังแสดงในภาพที่ 2.7 โครงสร้างพื้นฐานนี้มีระบบจ่ายไฟจากการไฟฟ้าเพียงระบบเดียว และมีแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าสำรอง เช่น ยูพีเอสและเครื่องกำเนิดไฟฟ้า N อุปกรณ์ ซึ่งหมายถึงแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าสำรอง N อุปกรณ์ที่สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าแก่โหลดได้อย่างพอเพียง



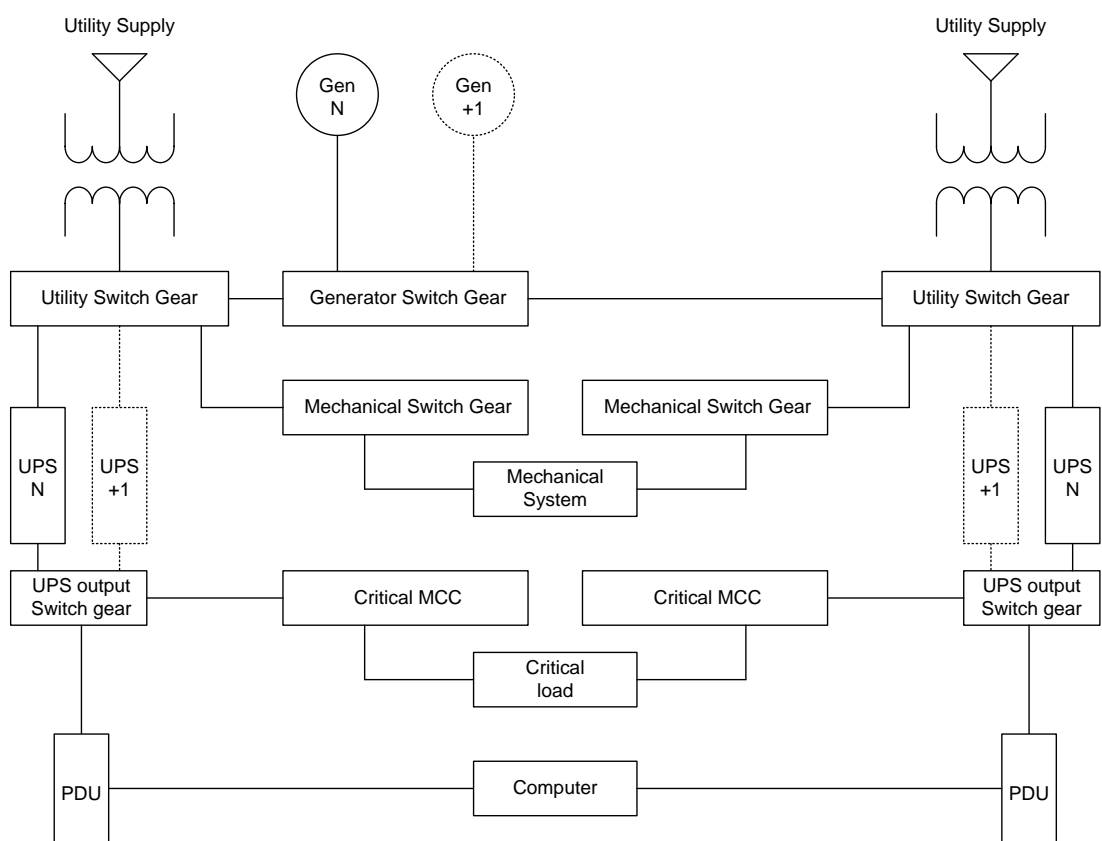
ภาพที่ 2.7 แผนภาพเส้นเดียวของโครงสร้างพื้นฐานของระบบที่ 1

โครงสร้างพื้นฐานของระบบที่ 2 เป็นโครงสร้างระบบที่อ้างอิงจากอันดับเทียร์ที่ 2 [7,8,9] ดังแสดงในภาพที่ 2.8 โครงสร้างพื้นฐานนี้มีระบบจ่ายไฟจากการไฟฟ้าเพียงระบบเดียว เช่นเดียวกับโครงสร้างพื้นฐานที่ 1 แต่มีแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าสำรอง เช่น ยูพีเอสและเครื่องกำเนิดไฟฟ้า N+1 อุปกรณ์ ซึ่งหมายถึงแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าสำรองมีอุปกรณ์สำรองอย่างน้อย 1 อุปกรณ์



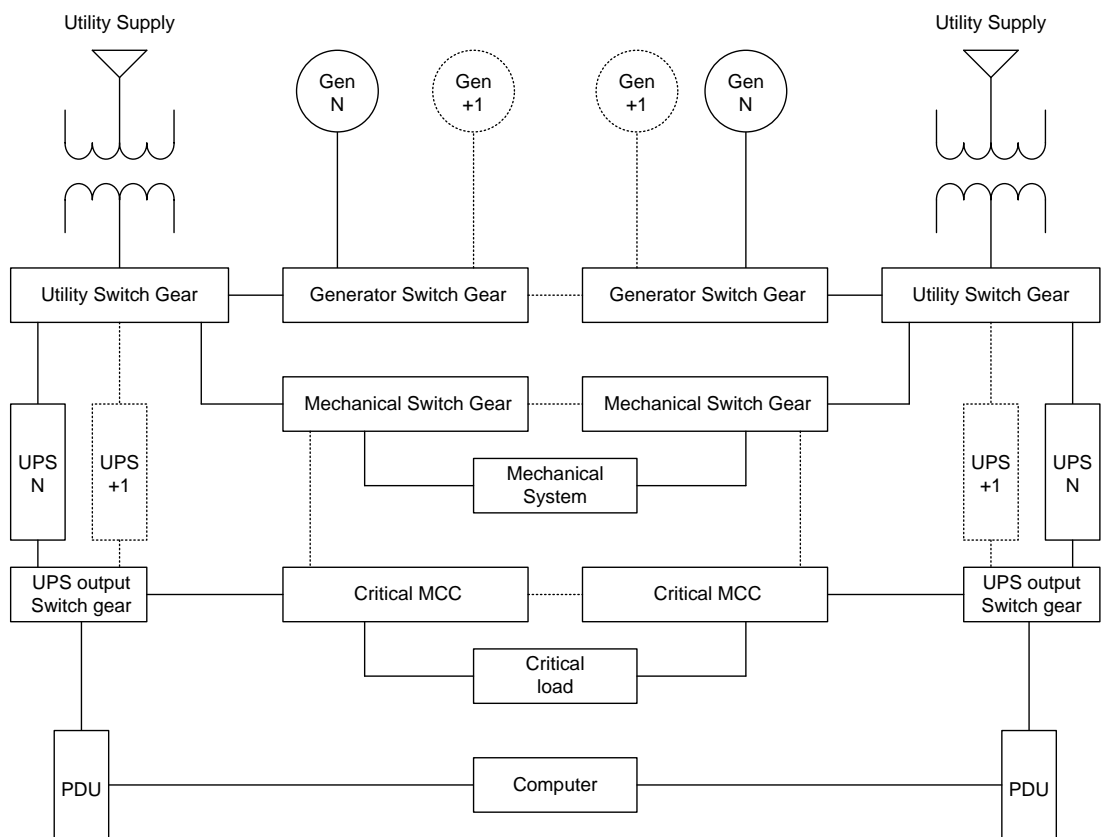
ภาพที่ 2.8 แผนภาพเส้นเดียวของโครงสร้างพื้นฐานของระบบที่ 2

โครงสร้างพื้นฐานของระบบที่ 3 เป็นโครงสร้างระบบที่อ้างอิงจากอันดับเทียร์ที่ 3 [7,8,9] ดังแสดงในภาพที่ 2.9 โครงสร้างพื้นฐานนี้มีลักษณะคล้ายกับโครงสร้างพื้นฐานที่ 2 โดยแตกต่างกันที่โครงสร้างพื้นฐานที่ 3 มีระบบจ่ายไฟจากการไฟฟ้าเพิ่มอีกระบบเพื่อเป็นระบบสำรองสำหรับจ่ายโหลดในยามที่ระบบหลักล้มเหลวหรือจำเป็นต้องซ่อมบำรุง



ภาพที่ 2.9 แผนภาพเส้นเดียวของโครงสร้างพื้นฐานของระบบที่ 3

โครงสร้างพื้นฐานของระบบที่ 4 เป็นโครงสร้างระบบที่อ้างอิงจากอันดับเที่ยวที่ 4 [7,8,9] ดังแสดงในภาพที่ 2.10 โครงสร้างพื้นฐานนี้มีลักษณะคล้ายกับโครงสร้างพื้นฐานที่ 3 โดยแตกต่างกันที่โครงสร้างพื้นฐานนี้มีระบบจ่ายไฟจากการไฟฟ้าหลักสองระบบซึ่งใช้ทดแทนกันได้



ภาพที่ 2.10 แผนภาพเส้นเดียวของโครงสร้างพื้นฐานของระบบที่ 4

ตารางที่ 2.1 สรุปข้อกำหนดของแต่ละโครงสร้างพื้นฐานของระบบ

	โครงสร้างที่ 1	โครงสร้างที่ 2	โครงสร้างที่ 3	โครงสร้างที่ 4
ระบบจ่ายไฟจากการไฟฟ้า	ระบบ	ระบบ	ระบบ+ระบบ	ระบบ+ระบบ
ยูพีเอส และ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า	N	N+1	N+1	N+1
เส้นทางจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า	1	1	ทำงาน 1 ทาง สำรอง 1 ทาง	ทำงานทั้ง 2 ทางพร้อมกัน



## บทที่ 3

### การวิเคราะห์อุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า

ในบทนี้จะกล่าวถึงหน้าที่และการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆในระบบไฟฟ้า รวมถึงแบบจำลองสภาวะการทำงานของอุปกรณ์

#### 3.1 ชนิดของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า

อุปกรณ์หลักๆในระบบไฟฟ้ามีหน้าที่และการทำงานดังต่อไปนี้

##### 1. หม้อแปลงไฟฟ้า (Transformer) [10]

หม้อแปลงไฟฟ้า คือ อุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้สำหรับปรับระดับแรงดันไฟฟ้าจากระดับหนึ่งไปอีกระดับหนึ่งโดยอาศัยหลักการของการเหนี่ยวนำของแม่เหล็กไฟฟ้า หม้อแปลงที่ใช้ในที่นี้เป็นหม้อแปลงที่ใช้สำหรับแปลงแรงดันไฟฟ้าจากระบบแรงดันปานกลาง (Medium voltage system) เป็นระบบแรงดันต่ำ (Low voltage system) ซึ่งทั่วไปเรียกว่าหม้อแปลงจำหน่าย (Distribution transformer) โดยปกติหม้อแปลงจำหน่ายจะถูกเรียกชื่อตามวัสดุที่ใช้เป็นฉนวนและระบายความร้อน ซึ่งปัจจุบันมี 2 แบบ คือ

หม้อแปลงแบบใช้ของเหลว (Liquid-immersed transformer) โดยของเหลวที่นิยมใช้เป็นฉนวนและตัวระบายความร้อน คือ น้ำมันหม้อแปลง (Mineral Oil) หรือของเหลวที่ติดไฟยากหรือไม่สามารถติดไฟได้ (Less-Flammable or Non-Flammable liquid) หม้อแปลงน้ำมันนั้น (Oil-type Transformers) นิยมใช้กันมากกับงานภายนอกอาคารเนื่องจากมีราคาถูกและไม่นิยมติดตั้งภายในอาคารเพราะน้ำมันสามารถติดไฟได้ ส่วนหม้อแปลงแบบใช้ของเหลวติดไฟยาก (Less-Flammable Liquid-insulated Transformer) โดยทั่วไปใช้สารซิลิโคน (Silicone) เป็นฉนวน ซึ่งจุดติดไฟยากและไม่เป็นอันตรายต่อคนและสิ่งแวดล้อม หม้อแปลงชนิดนี้จึงถูกอนุญาตให้ติดตั้งภายในอาคารได้

หม้อแปลงแบบใช้ของเหลว (Dry-type transformer) หม้อแปลงชนิดนี้นิยมใช้สารเรซิน (Resin) ซึ่งมีคุณสมบัติติดไฟยากเป็นฉนวนฉนวนและตัวระบายความร้อน โดยการอัดสารเรซินไว้ระหว่างขดลวดของหม้อแปลง ดังนั้นจึงเรียกหม้อแปลงชนิดนี้ว่า หม้อแปลงคาสท์เรซิน (Cast Resin Transformer) หม้อแปลงชนิดนี้นิยมติดตั้งภายในอาคารเนื่องจากมีความปลอดภัยจากอันตรายที่เกิดจากการระเบิดเนื่องจากน้ำมันของหม้อแปลงน้ำมัน โดยทั่วไปหม้อแปลงชนิดนี้ใช้ระบบพัดลมในการป้องกันความร้อนเกินสำหรับขดลวด

## 2. เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator) [10]

เครื่องกำเนิดไฟฟ้า คือ เครื่องมือที่ใช้สำหรับแปลงพลังงานกลเป็นพลังงานไฟฟ้าโดยมีหลักการทำงาน คือ เมื่อสนามแม่เหล็กเคลื่อนที่ตัดขดลวด หรือขดลวดเคลื่อนที่ตัดสนามแม่เหล็กก็จะได้พลังงานไฟฟ้าออกมา ชุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator set) ประกอบด้วยตัวเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และรวมถึงเครื่องต้นกำลัง (Engine prime mover) แผงควบคุม (Control panel) และสวิตช์สับเปลี่ยน (Transfer switch) เครื่องต้นกำลังที่ใช้ในที่นี้มีหลายชนิด เช่น เครื่องยนต์ดีเซล (Diesel engine) หรือเครื่องยนต์กังหันแก๊ส (Gas turbine) หรือเครื่องยนต์กังหันไอน้ำ (Steam Turbine) เป็นต้น ชุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะถูกใช้เมื่อระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าเกิดขัดข้อง หรือถูกใช้ร่วมกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าเพื่อจ่ายในช่วง Peak-load ซึ่งช่วยเพิ่มความเชื่อถือได้ให้กับระบบไฟฟ้า

## 3. เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit breaker: CB) [10]

เซอร์กิตเบรกเกอร์ เป็นบริภัณฑ์ไฟฟ้าที่ทำหน้าที่เป็นสวิตช์สำหรับเปิดปิดวงจรไฟฟ้าในภาวะปกติ และจะเปิดวงจรโดยอัตโนมัติเมื่อเกิดภาวะผิดปกติอันเนื่องมาจากการใช้กำลังเกิน (Overload) หรือการลัดวงจร (Short circuit) หลังจากแก้ไขสิ่งผิดปกติเรียบร้อยแล้วก็สามารถสับสวิตช์เพื่อจ่ายไฟฟ้าให้กับโหลดอีกครั้ง เซอร์กิตเบรกเกอร์สามารถแบ่งออกเป็น 2 ชนิดตามลักษณะภายนอกและการใช้งานดังนี้

1. เซอร์กิตเบรกเกอร์แบบโมลด์เคส (Molded case circuit breaker: MCCB) เป็นเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่บริภัณฑ์ตรวจจับและตัดต่ออยู่ภายในโครงกรอบที่ทำด้วยวัสดุฉนวนซึ่งสามารถป้องกันอาร์กและความร้อน และทนต่อแรงทางกลได้ ดังนั้นเซอร์กิตเบรกเกอร์ชนิดนี้จึงไม่จำเป็นต้องมีการบำรุงรักษา เนื่องจากความชื้น ฝุ่นและวัสดุแปลกปลอมเข้าถึงอุปกรณ์ที่อยู่ในโครงกรอบได้ยาก

2. เซอร์กิตเบรกเกอร์แบบแอร์ (Air circuit breaker: ACB) เป็นเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ดับอาร์กไฟฟ้าในอากาศ เซอร์กิตเบรกเกอร์ชนิดนี้มีขนาดใหญ่และติดตั้งอย่างเปิดโล่งเห็นได้ชัดเจน ACB มีบริภัณฑ์และกลไกอยู่เป็นจำนวนมากและสามารถเพิ่มเติมบริภัณฑ์เข้าไปได้อย่างสะดวก โดย ACB สามารถแบ่งชนิดตามการติดตั้งได้ 2 ชนิดคือ

1. แบบติดตั้งอยู่กับที่ (Fixed Type) ตัวเซอร์กิตเบรกเกอร์จะยึดติดกับวงจรหลัก โดยยึดติดด้วยสกรูอย่างแข็งแรง เวลาถอดออกเพื่อซ่อมบำรุงจะต้องดับไฟและใช้เวลามาก

2. แบบดึงออกได้ (Drawout Type) ตัวเซอร์กิตเบรกเกอร์จะติดตั้งบนโครงล้อเลื่อนที่สามารถเลื่อนไปตามรางที่เตรียมไว้ ซึ่งจะสะดวกในการถอดเซอร์กิตเบรกเกอร์ออก ทำให้สามารถลดเวลาไฟฟ้าดับจากการซ่อมบำรุงได้

#### 4. แผงสวิตช์ (Switchboards) [10]

แผงสวิตช์คือแผงจ่ายไฟขนาดใหญ่ที่รับไฟฟ้าจากการไฟฟ้าหรือจากด้านแรงดันต่ำของหม้อแปลงเพื่อไปจ่ายส่วนต่างๆในระบบ ซึ่งโดยทั่วไปหมายถึง แผงสวิตช์หลัก (Main distribution board: MDB) นอกจากนี้ ระบบไฟฟ้ายังมีแผงสวิตช์สวิตช์ย่อยอื่นๆ เช่น แผงสวิตช์ย่อย (Sub distribution board: SDB) ซึ่งใช้สำหรับรับไฟฟ้าจากแผงสวิตช์หลัก เพื่อจ่ายไปยังแผงย่อย (Panel boards) ต่างๆในระบบ ซึ่งแผงย่อยก็เป็นแผงสวิตช์ชนิดหนึ่งเช่นกันโดยนิยมเรียกว่า ศูนย์กลางโหลด (Load center) ซึ่งใช้สำหรับแยกไฟฟ้าที่ได้รับออกเป็นวงจรย่อยเพื่อจ่ายไปยังจุดโหลด

แผงสวิตช์มีส่วนประกอบหลักๆดังต่อไปนี้

โครงห่อหุ้ม (Enclosure) ทำมาจากแผ่นโลหะและต้องมีการปรับปรุงให้มีคุณสมบัติที่ทนต่อแรงทางกลจากภายนอก ทนต่อการกัดกร่อนทางเคมีหรือความชื้น และทนต่อความร้อนซึ่งอาจเกิดจากสภาพแวดล้อม การเกิดการผิพร้องในระบบ รวมถึงอาร์กที่เกิดจากการลัดวงจร

บัสบาร์ (Busbars) คือ อุปกรณ์ที่ใช้เชื่อมต่อทางไฟฟ้าระหว่างสายประธานและสายป้อน บัสบาร์ส่วนมากทำจากทองแดงที่มีความบริสุทธิ์สูงมาก เนื่องจากต้องนำกระแสปริมาณมากๆเสมอ ดังนั้นถ้าหากเกิดการผิพร้องขึ้นจะก่อให้เกิดแรงกระชากที่ตัวบัสบาร์ ซึ่งการยึดบัสบาร์จึงเป็นสิ่งสำคัญที่ควรคำนึงถึงในการออกแบบระบบ โดยทั่วไปบัสบาร์มี 2 ประเภทคือ บัสบาร์เปลือย (Bare busbar) และ บัสบาร์ที่ถูกหุ้มด้วยฉนวน (Insulated busbar)

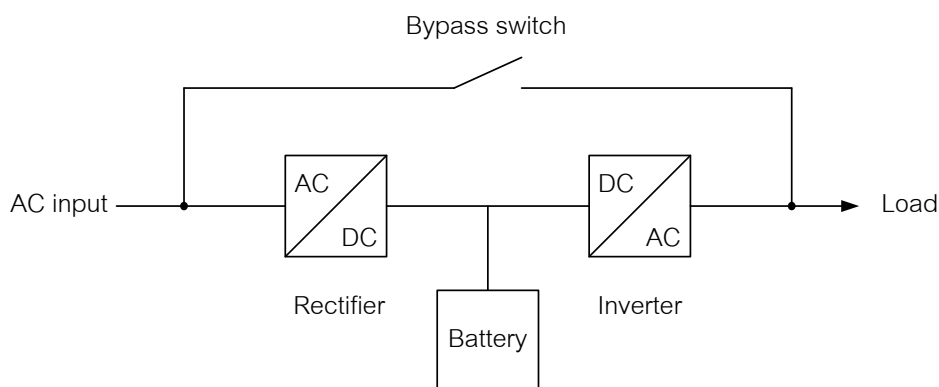
เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit breaker: CB) ที่อยู่ในแผงสวิตช์จะแบ่งออกเป็น 2 ประเภทตามลักษณะการติดตั้ง คือ เซอร์กิตเบรกเกอร์สำหรับสายป้อน (Feeder circuit breaker) คือ เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่มีหน้าที่ป้องกันสายป้อนเส้นต่างๆ และเซอร์กิตเบรกเกอร์สำหรับวงจรประธาน (Main circuit breaker) คือ เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่มีหน้าที่ป้องกันสายประธาน

#### 5. เครื่องสำรองไฟฟ้า (Uninterruptible power supply: UPS) [11,12]

เครื่องสำรองไฟฟ้าหรือยูพีเอสเป็นอุปกรณ์สำหรับจ่ายพลังงานไฟฟ้าเพื่อให้อุปกรณ์สามารถรับพลังงานไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง โดยมีระยะเวลาสั้นๆมากหรือแทบจะไม่มีเลยในการโอนย้ายการจ่ายพลังงานไฟฟ้าจากระบบปกติไปยังพลังงานไฟฟ้าจากยูพีเอส นอกจากนี้ยูพีเอสยังสามารถใช้สำหรับรักษาคุณภาพของไฟฟ้า เช่น สามารถกรองความถี่รบกวนทางไฟฟ้า ปรับแรงดันและความถี่ไฟฟ้า เพราะฉะนั้นยูพีเอสจึงเหมาะสำหรับอุปกรณ์ที่ต้องการรับพลังงานไฟฟ้าอย่าง

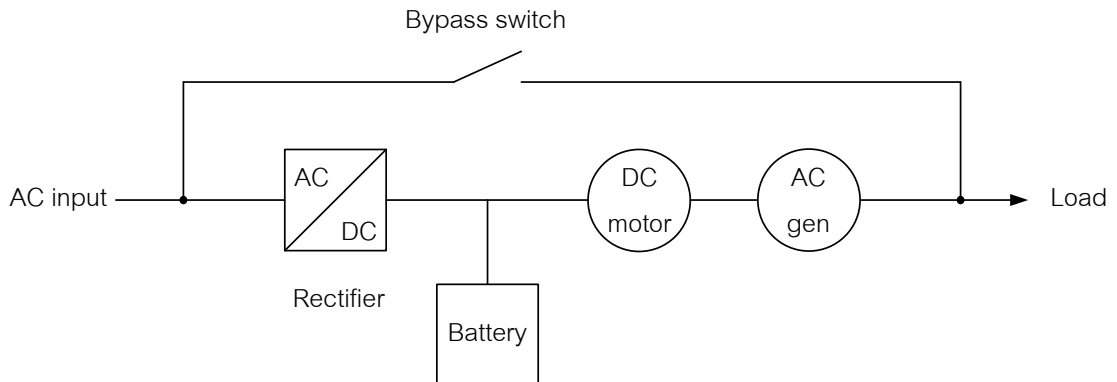
ต่อเนื่องและอ่อนไหวต่อสิ่งรบกวนในระบบไฟฟ้า เช่น อุปกรณ์คอมพิวเตอร์และอุปกรณ์สื่อสาร เป็นต้น หลักการทำงานของยูพีเอส คือ ในช่วงเวลาที่ไม่เกิดไฟฟ้าดับยูพีเอสเก็บพลังงานไฟฟ้าในแบตเตอรี่ โดยใช้อุปกรณ์แปลงไฟฟ้ากระแสสลับจากไฟฟ้าในระบบเป็นไฟฟ้ากระแสตรงเพื่อเก็บสะสมในแบตเตอรี่ และถ้าเมื่อเกิดไฟฟ้าดับยูพีเอสจะจ่ายพลังงานไฟฟ้าไปยังจุดโหลดแทน โดยใช้ อุปกรณ์แปลงไฟฟ้ากระแสตรงจากแบตเตอรี่เป็นไฟฟ้ากระแสสลับเพื่อจ่ายไปยังจุดโหลด นอกจากนี้ในกรณียูพีเอสต้องถูกซ่อมบำรุง ยังสามารถใช้บายพาสสวิทช์ (Bypass switch) เพื่อให้โหลดยังสามารถรับพลังงานไฟฟ้าได้ตามปกติ ยูพีเอสสามารถแบ่งออกเป็น 2 ประเภทหลักตามวิธีที่ใช้แปลงไฟฟ้ากระแสตรงจากแบตเตอรี่เป็นไฟฟ้ากระแสสลับ ดังต่อไปนี้

1. ยูพีเอสสแตติก (Static UPS) ใช้อุปกรณ์อินเวอร์เตอร์ (Inverter) ในการแปลงไฟฟ้ากระแสตรงจากแบตเตอรี่เป็นไฟฟ้ากระแสสลับเพื่อจ่ายพลังงานไฟฟ้าไปยังจุดโหลด ยูพีเอสชนิดนี้ที่นิยมใช้ในปัจจุบัน คือ ยูพีเอสชนิดดับเบิลคอนเวอร์ชัน (Double conversion UPS) วงจรอย่างง่ายของยูพีเอสชนิดดับเบิลคอนเวอร์ชันแสดงในภาพที่ 3.1



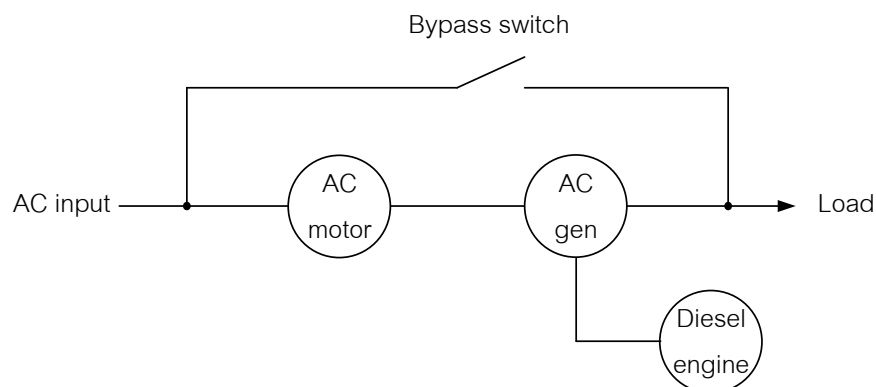
ภาพที่ 3.1 วงจรอย่างง่ายของยูพีเอสชนิดดับเบิลคอนเวอร์ชัน

2. ยูพีเอสโรตารี (Rotary UPS) ใช้อุปกรณ์มอเตอร์กระแสตรงรับไฟฟ้ากระแสตรงจากแบตเตอรี่เพื่อไปขับเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากระแสสลับเพื่อจ่ายพลังงานไฟฟ้าไปยังจุดโหลด วงจรอย่างง่ายของยูพีเอสชนิดนี้แสดงในภาพที่ 3.2



ภาพที่ 3.2 วงจรอย่างง่ายของยูพีเอสโรตารี

นอกจากนี้ยูพีเอสโรตารียังสามารถใช้เครื่องยนต์เครื่องยนต์ดีเซลเป็นแหล่งพลังงานสำรองแทนแบตเตอรี่ในกรณีที่เป็นยูพีเอสขนาดใหญ่ เนื่องจากแบตเตอรี่ของยูพีเอสขนาดใหญ่อาจมีสารเคมีที่เป็นอันตรายมาก ภาพวงจรอย่างง่ายของยูพีเอสชนิดนี้แสดงในภาพที่ 3.3



ภาพที่ 3.3 วงจรอย่างง่ายของยูพีเอสโรตารีชนิดที่ใช้พลังงานสำรองจากเครื่องยนต์ดีเซล

ในการเลือกใช้อูพีเอสจะต้องพิจารณาองค์ประกอบต่างๆ โดยยูพีเอสสแตติกจะมีประสิทธิภาพสูงกว่าและมีราคาถูกกว่ายูพีเอสโรตารี แต่ยูพีเอสโรตารีจะมีความทนทานสูงกว่ายูพีเอสสแตติก นอกจากนี้ยูพีเอสโรตารียังมีขนาดใหญ่และมีเสียงดังในขณะที่ทำงาน และยังต้องการบำรุงรักษาทางกลด้วย

## 6. เอทีเอส (Automatic transfer switch: ATS) [13]

เอทีเอส คือ สวิตซ์ที่ทำหน้าที่โอนย้ายการจ่ายพลังงานไฟฟ้าจากระบบไฟฟ้าหลักไปยังระบบไฟสำรองเมื่อระบบไฟฟ้าหลักเกิดขัดข้องโดยทำงานแบบอัตโนมัติ เอทีเอสชนิดที่นิยมใช้ใน

ปัจจุบันได้แก่ เอทีเอสชนิดโอเพนทรานซิชัน (Open transition transfer: OTT) และชนิดโคลสทรานซิชัน (Closed transition transfer: CTT) การเปรียบเทียบการทำงานของเอทีเอสทั้งสองชนิดได้แสดงในตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 การเปรียบเทียบการทำงานของเอทีเอสชนิดโอเพนและโคลสทรานซิชัน

	เอทีเอสแบบโอเพนทรานซิชัน (OTT)	เอทีเอสแบบโคลสทรานซิชัน (CTT)
ขณะที่ระบบหลักทำงานปกติ		
ขณะที่ระบบหลักขัดข้อง เอทีเอสโอนย้ายโหลดไปยังระบบสำรอง		
ขณะที่ระบบสำรองจ่ายพลังงานไฟฟ้าแก่โหลด		

ตารางที่ 3.1 การเปรียบเทียบการทำงานของเอทีเอสชนิดโอเพนและโคลสทรานซิชัน (ต่อ)

	เอทีเอสชนิดโอเพนทรานซิชัน (OTT)	เอทีเอสชนิดโคลสทรานซิชัน (CTT)
เมื่อระบบหลัก กลับมาทำงาน ปกติ เอทีเอสโอนย้าย โหลดจากระบบ สำรอง		
เมื่อระบบหลัก จ่ายพลังงาน ไฟฟ้าได้ ตามปกติ		

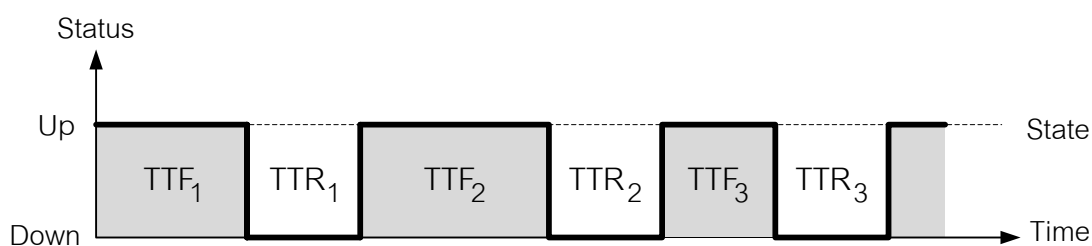
จากตารางที่ 3.1 จะเห็นว่าเอทีเอสสองชนิดนี้แตกต่างกันที่ OTT มีหน้าสัมผัสเดียวแต่ CTT มีสองหน้าสัมผัส ซึ่งทำให้เอทีเอสสองชนิดนี้ทำงานแตกต่างกันในช่วงโอนย้ายโหลดจากระบบหนึ่งไปอีกระบบหนึ่ง ในช่วงโอนย้ายโหลดไปยังระบบสำรอง เอทีเอสทั้งสองชนิดจะทำงานคล้ายกัน คือรอให้ทั้งสองระบบซิงโครไนซ์กันก่อน หน้าสัมผัสของเอทีเอสจึงจะเชื่อมต่อกับระบบสำรอง จึงเกิดช่วงเวลาในการโอนย้ายโหลดขึ้น แต่ในกรณีที่ทั้งสองระบบซิงโครไนซ์กันตั้งแต่ต้นแล้ว หน้าสัมผัสด้านระบบสำรองของ CTT จะสามารถเชื่อมต่อกับระบบสำรองได้ทันทีโดยไม่มีช่วงเวลาในการโอนย้ายโหลด แต่ OTT จะมีช่วงเวลาในการโอนย้ายโหลดเนื่องจากมีเพียงหน้าสัมผัสเดียว ขณะที่ในช่วงโอนย้ายโหลดกลับไปยังระบบหลักซึ่งทั้งสองระบบซิงโครไนซ์กันแล้ว หน้าสัมผัสด้านระบบหลักของ CTT จะสามารถเชื่อมต่อกับระบบหลักได้ทันที ในขณะที่ OTT จะมีช่วงเวลาในการโอนย้ายโหลดเนื่องจากมีเพียงหน้าสัมผัสเดียว เพราะฉะนั้น CTT จึงทำให้ความเชื่อถือได้ของระบบสูงกว่า OTT เนื่องจาก CTT ทำให้ระยะเวลาไฟฟ้าดับของระบบน้อยกว่า OTT

### 7. สายไฟฟ้า (Conductor) [10]

สายไฟฟ้า คือ อุปกรณ์ตัวนำไฟฟ้าที่ทำหน้าที่นำพลังงานไฟฟ้าไปสู่อุปกรณ์ไฟฟ้าต่าง ๆ โดยสามารถติดตั้งสายไฟฟ้าในอากาศหรือในท่อตามความสะดวกในการนำพลังงานไฟฟ้าจากแหล่งจ่ายไปสู่อุปกรณ์ต่าง ๆ ในระบบ

### 3.2 การกระจายความน่าจะเป็นในการทำงานของอุปกรณ์ [5]

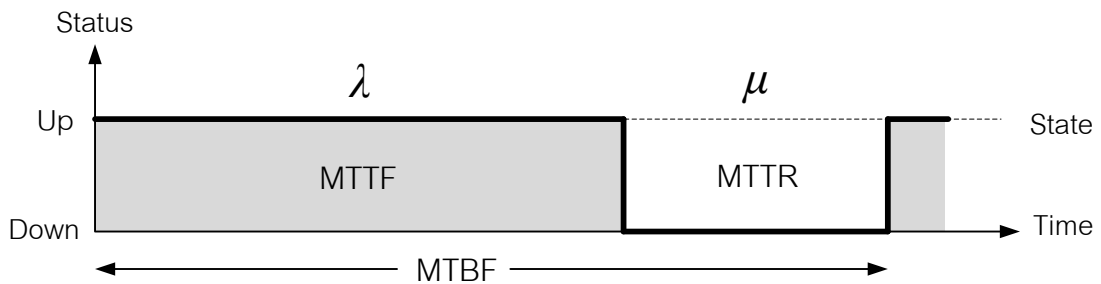
โดยปกติแล้วอุปกรณ์ต่างๆในระบบจะมีหน้าที่แตกต่างกันตามที่กล่าวไว้ข้างต้น แต่หากพิจารณาพฤติกรรมการทำงานของอุปกรณ์แล้วการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆจะมีความคล้ายคลึงกัน ถ้าพิจารณาการทำงานเพียงสองสถานะแล้วการทำงานของอุปกรณ์จะประกอบด้วยสถานะทำงานปกติ (Up) สลับกับสถานะล้มเหลว (Down) ดังแสดงในภาพที่ 3.4 โดยระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ในสถานะทำงานปกติ คือ Time to failure (TTF) และระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ในสถานะล้มเหลว คือ Time to repair (TTR)



ภาพที่ 3.4 ช่วงเวลาการทำงานของอุปกรณ์

ในการประเมินความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์จะใช้ค่าเฉลี่ยของ TTF และ TTR ซึ่งถูกเรียกว่า ระยะเวลาเฉลี่ยของการทำงานของอุปกรณ์ (Mean time to failure: MTTF) และ ระยะเวลาเฉลี่ยของการซ่อมแซมของอุปกรณ์ (Mean time to repair: MTTR) ตามลำดับ และผลรวมของ MTTF และ MTTR ซึ่งถูกเรียกว่า Mean time between failure (MTBF) นั้นหมายถึง ช่วงเวลาในหนึ่งคาบการทำงานของอุปกรณ์ตั้งแต่ช่วงเวลาที่อุปกรณ์ทำงานจนเกิดเหตุขัดข้องและทำการซ่อมแซมจนสามารถกลับมาทำงานได้อีกครั้ง นอกจากนี้ MTTF และ MTTR สามารถใช้ คำนวณอัตราเฉลี่ยการเสียหายของอุปกรณ์ (Failure rate:  $\lambda$ ) และอัตราเฉลี่ยการซ่อมแซมของอุปกรณ์ (Repair rate:  $\mu$ ) โดยที่  $\lambda = 1/MTTF$  และ  $\mu = 1/MTTR$  ตามลำดับ พารามิเตอร์ที่กล่าวมาทั้งหมดแสดงได้ดังภาพที่ 3.5





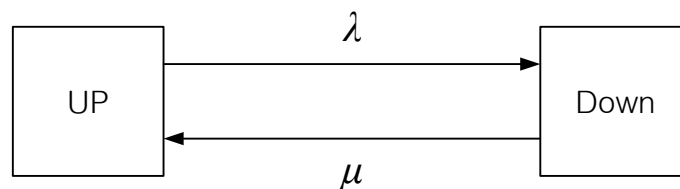
ภาพที่ 3.5 พารามิเตอร์ต่างๆของอุปกรณ์ช่วงเวลาการทำงาน

### 3.3 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์ [5]

ในทางปฏิบัติพฤติกรรมการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆ นอกจากจะสามารถจำลองได้สองสถานะตามที่ได้กล่าวมา ยังสามารถจำลองสถานะได้หลายสถานะตามความซับซ้อนของการทำงานของอุปกรณ์ โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

#### 3.3.1 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 2 สถานะ (Two-state model)

โดยทั่วไปแบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์จะเป็นแบบ 2 สถานะ ดังแสดงในภาพที่ 3.6 คือ สถานะที่อุปกรณ์ทำงานตามปกติ (Up) และสถานะที่อุปกรณ์ล้มเหลว (Down) ดังนั้น



ภาพที่ 3.6 แบบจำลอง 2 สถานะของอุปกรณ์

แบบจำลองนี้มีข้อดี คือ ง่ายแก่การเข้าใจและการวิเคราะห์ แต่มีข้อเสีย คือ ไม่สามารถจำลองการทำงานที่ซับซ้อนของบางอุปกรณ์ เช่น อุปกรณ์ที่เมื่อล้มเหลวแล้วสามารถโอนย้ายอุปกรณ์ออกจากระบบโดยอุปกรณ์เซอร์กิตเบรกเกอร์หรือเอทีเอส เป็นต้น หรืออุปกรณ์ที่จะต้องทำการซ่อมบำรุง เป็นต้น

#### 3.3.2 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะ (Three-state model)

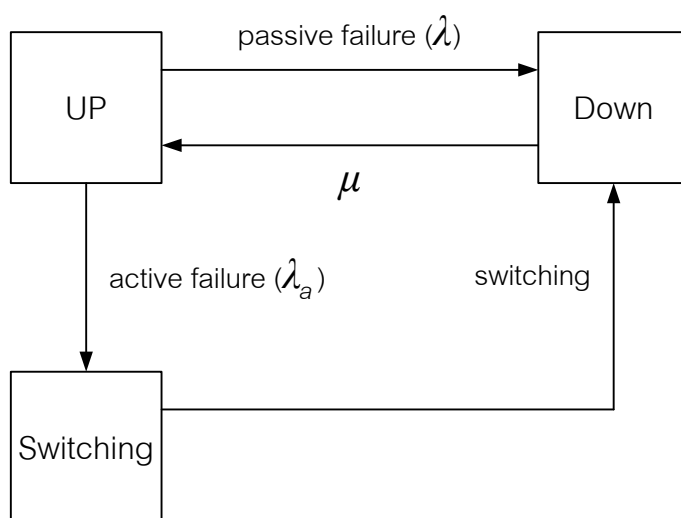
แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะ (Three-state model) ถูกพัฒนามาจากแบบจำลองแบบ 2 สถานะ โดยสามารถนำมาใช้กับอุปกรณ์ที่เมื่อล้มเหลวแล้วสามารถ

โอนย้ายอุปกรณ์ออกจากระบบได้ โดยใช้อุปกรณ์สวิตช์อย่างเช่น เซอร์กิตเบรกเกอร์หรือเอทีเอส เป็นต้น การโอนย้ายอุปกรณ์สามารถแบ่งได้สองกรณีโดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

กรณีแรก เมื่ออุปกรณ์ล้มเหลว อุปกรณ์สวิตช์ชั้นปฐม (Primary zone) อย่างเช่น เซอร์กิตเบรกเกอร์ของวงจรประธาน (Main circuit breaker) จะถูกเปิดวงจรเพื่อนำอุปกรณ์มาซ่อมแซม เพื่อให้กลับมาทำงานได้ตามปกติ ซึ่งในกรณีนี้จุดโหลดที่ไม่ถูกต่อจากอุปกรณ์นี้จะได้รับพลังงานไฟฟ้าหลังจากอุปกรณ์นี้ถูกแยกออกไปซ่อมแซมแล้วอุปกรณ์สวิตช์ชั้นปฐมถูกปิดวงจร ในขณะที่จุดโหลดที่ต่อจากอุปกรณ์นี้จะไม่ได้รับพลังงานไฟฟ้าจนกระทั่งอุปกรณ์กลับมาทำงานได้ตามปกติ

กรณีที่สอง คือ กรณีที่ระบบมีแหล่งจ่ายพลังงานสำรอง เมื่ออุปกรณ์ล้มเหลว อุปกรณ์สวิตช์จะถูกเปิดวงจรเพื่อโอนย้ายจุดโหลดที่ต่อจากอุปกรณ์นี้ไปยังแหล่งจ่ายสำรอง จากนั้นอุปกรณ์จะถูกซ่อมแซมเพื่อให้กลับมาทำงานได้ตามปกติ จุดโหลดจะกลับมารับพลังงานไฟฟ้าจากแหล่งจ่ายหลักได้อีกครั้ง

แบบจำลอง 3 สถานะจึงประกอบด้วยสถานะที่อุปกรณ์ทำงานตามปกติ (Up) สถานะที่อุปกรณ์ถูกโอนย้าย (Switching) และสถานะที่อุปกรณ์ล้มเหลว (Down) ดังแสดงในภาพที่ 3.7

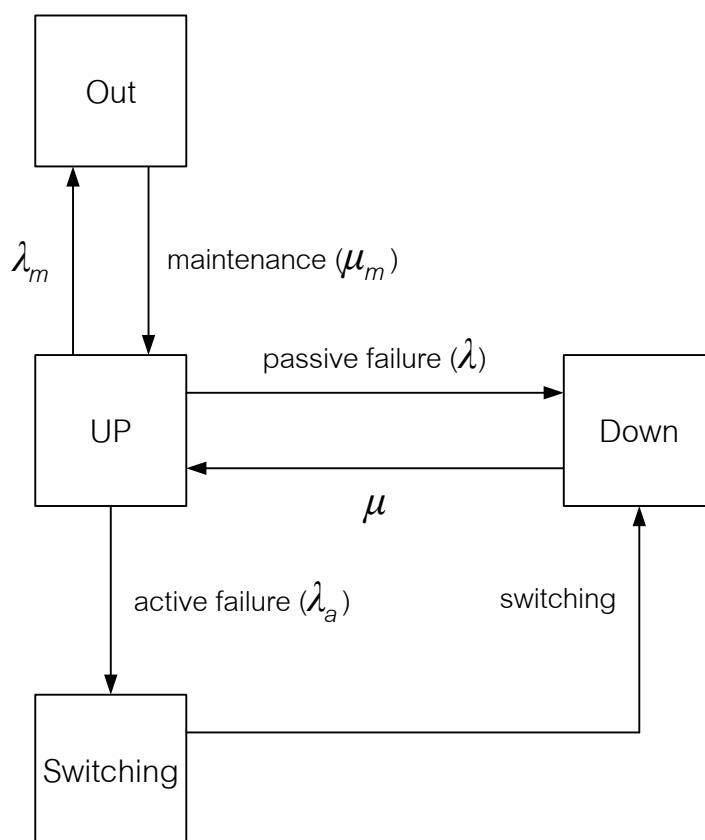


ภาพที่ 3.7 แบบจำลอง 3 สถานะของอุปกรณ์

จากภาพที่ 3.7 จะสังเกตได้ว่า ถ้าอุปกรณ์ล้มเหลวแล้วสามารถกลับมาทำงานหลังจากการซ่อมแซมจะเรียกว่าความล้มเหลวแบบพาสซีฟ (Passive failure) ในขณะที่ถ้าอุปกรณ์ล้มเหลวแล้วอุปกรณ์ถูกโอนย้ายโดยอุปกรณ์สวิตช์จะเรียกว่าความล้มเหลวแบบแอคทีฟ (Active failure)

### 3.3.3 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 4 สถานะ (Four-state model)

แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 4 สถานะ (Four-state model) ถูกพัฒนามาจากแบบจำลอง 3 สถานะ โดยสามารถนำมาใช้กับอุปกรณ์ที่ต้องการซ่อมบำรุงได้ อุปกรณ์แบบจำลอง 4 สถานะประกอบด้วย สถานะที่อุปกรณ์ทำงานตามปกติ (Up) สถานะที่อุปกรณ์ถูกโอนย้าย (Switching) สถานะที่อุปกรณ์ล้มเหลว (Down) และสถานะที่อุปกรณ์ถูกซ่อมบำรุง (Maintenance) ดังแสดงในภาพที่ 3.8



ภาพที่ 3.8 แบบจำลอง 4 สถานะของอุปกรณ์

เนื่องจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้วิเคราะห์ของระบบไฟฟ้าซึ่งมีอุปกรณ์สวิตช์เป็นอุปกรณ์สำคัญในระบบ และวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ไม่พิจารณาการขัดข้องเนื่องจากการซ่อมบำรุง (Maintenance outage) เพราะฉะนั้นจึงเลือกใช้แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แบบ 3 สถานะเป็นหลักในการประเมินความเชื่อถือได้

## บทที่ 4

### วิธีประเมินความเชื่อถือได้ด้วยวิธีการวิเคราะห์

จากที่กล่าวมาข้างต้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เลือกใช้การประเมินความเชื่อถือได้ด้วยวิธีการวิเคราะห์ (Analytical method) วิธีการวิเคราะห์เป็นวิธีที่อาศัยแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของการทำงานของอุปกรณ์แล้วคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ตามแบบจำลอง ซึ่งจะให้ผลแม่นยำและเหมาะสมกับระบบที่ไม่ซับซ้อนมากนัก วิธีการวิเคราะห์สามารถทำได้หลายวิธีดังต่อไปนี้

1. วิธีการลดทอนเครือข่าย
2. วิธีความน่าจะเป็นแบบมีเงื่อนไข
3. วิธีมินิมัลคัทเซต
4. วิธีการวิเคราะห์แผนภาพต้นไม้

แต่ละวิธีมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

#### 4.1 วิธีลดทอนเครือข่าย (Network reduction method) [1,3]

วิธีนี้ใช้หลักการต่ออนุกรมและขนาน ระบบที่มีอุปกรณ์ต่ออนุกรมกันดังภาพที่ 4.1ก จะทำงานได้เมื่ออุปกรณ์ทุกตัวทำงานได้ นั่นคือ

$$R_{system} = \prod R = R_A * R_B \quad (4.1)$$

โดยที่  $R_{system}$  คือ ความเชื่อถือได้ของระบบ

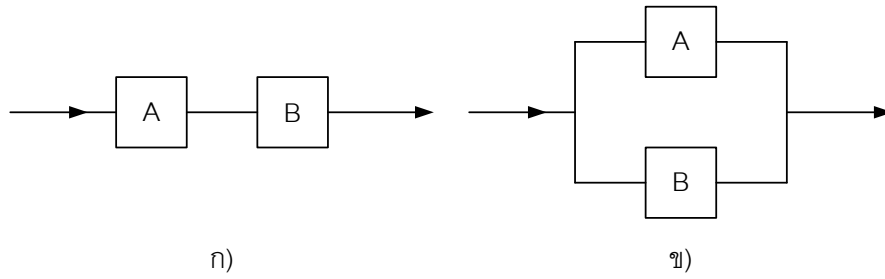
$R_A$  และ  $R_B$  คือความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ A และ B

ระบบที่มีอุปกรณ์ต่อขนานกันดังภาพที่ 4.1ข จะขัดข้องเมื่ออุปกรณ์ทุกตัวขัดข้อง นั่นคือ

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

โดยที่  $Q_{system}$  คือ ความเสี่ยงของระบบ

$Q_A$  และ  $Q_B$  คือความเสี่ยงของอุปกรณ์ A และ B

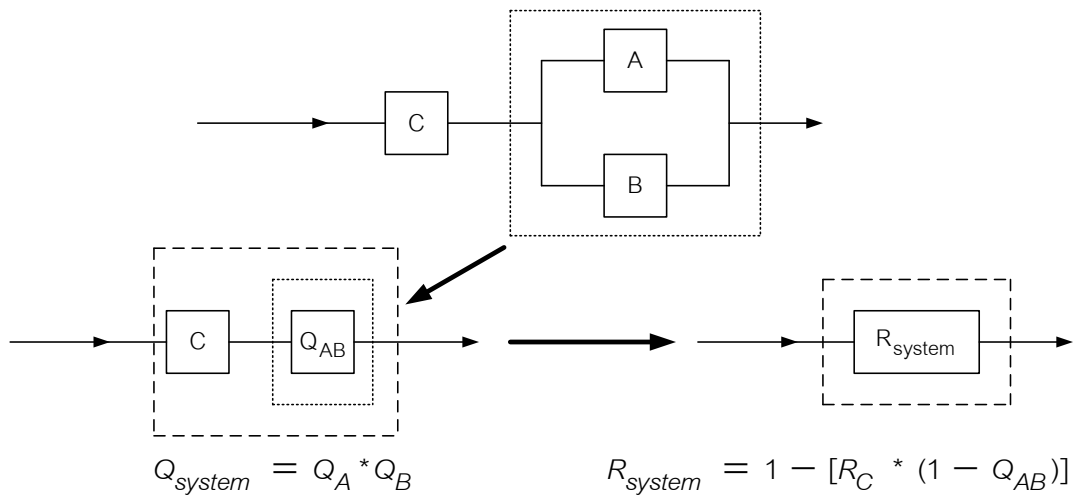


ภาพที่ 4.1 ก) ระบบอนุกรม และ ข) ระบบขนาน

และความสัมพันธ์ระหว่าง  $R_{system}$  หรือ  $Q_{system}$  มีดังนี้

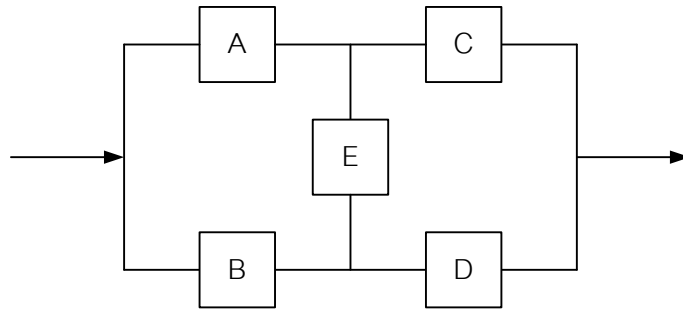
$$Q_{system} = 1 - R_{system} \tag{4.3}$$

สำหรับระบบที่ประกอบด้วยการต่ออนุกรมและขนานผสมกัน สามารถวิเคราะห์ความเชื่อถือได้โดยการลดทอนเครือข่ายดังภาพที่ 4.2



ภาพที่ 4.2 ตัวอย่างการยุบส่วนของระบบที่ต่อขนานและอนุกรม

ระบบที่ซับซ้อนขึ้นดังภาพที่ 4.3 วิธีลดทอนเครือข่ายไม่สามารถวิเคราะห์ได้



ภาพที่ 4.3 ระบบตัวอย่างที่ซับซ้อน

#### 4.2 วิธีความน่าจะเป็นแบบมีเงื่อนไข (Conditional probability method) [1,3]

การวิเคราะห์ระบบที่ซับซ้อนดังภาพที่ 4.3 ทำได้โดยอาศัยทฤษฎีความน่าจะเป็นแบบมีเงื่อนไข ถ้าให้ P คือความน่าจะเป็น จะได้สมการดังต่อไปนี้

$$P(\text{ระบบใช้งานได้หรือล้มเหลว}) = P(\text{ระบบใช้งานได้หรือล้มเหลว ถ้าอุปกรณ์ x ดี}) * P(\text{อุปกรณ์ x ดี}) \\ + P(\text{ระบบใช้งานได้หรือล้มเหลว ถ้าอุปกรณ์ x เลว}) * P(\text{อุปกรณ์ x เลว}) \quad (4.4)$$

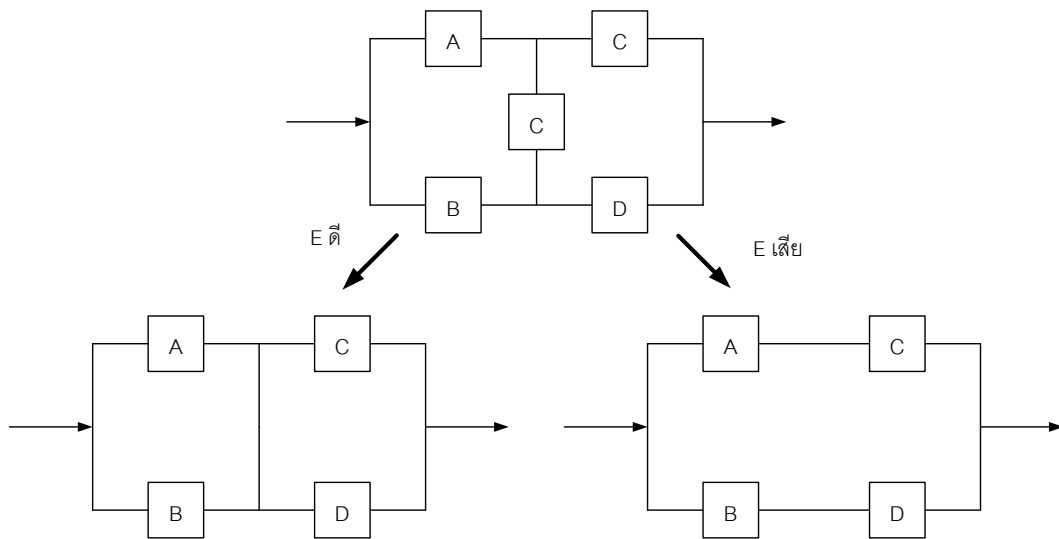
ดังนั้น ระบบในภาพที่ 4.3 สามารถวิเคราะห์  $R_{system}$  จากภาพที่ 4.4 และได้สมการดังนี้

$$R_{system} = R_{system} (\text{ถ้า E ดี}) R_E + R_{system} (\text{ถ้า E เสีย}) Q_E \quad (4.5)$$

$$\text{เงื่อนไข : ให้ E ดี จะได้ } R_{system1} = (1 - Q_A Q_B)(1 - Q_C Q_D) \quad (4.6)$$

$$\text{เงื่อนไข : ให้ E เลว จะได้ } R_{system2} = (1 - R_A R_C)(1 - R_B R_D) \quad (4.7)$$

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

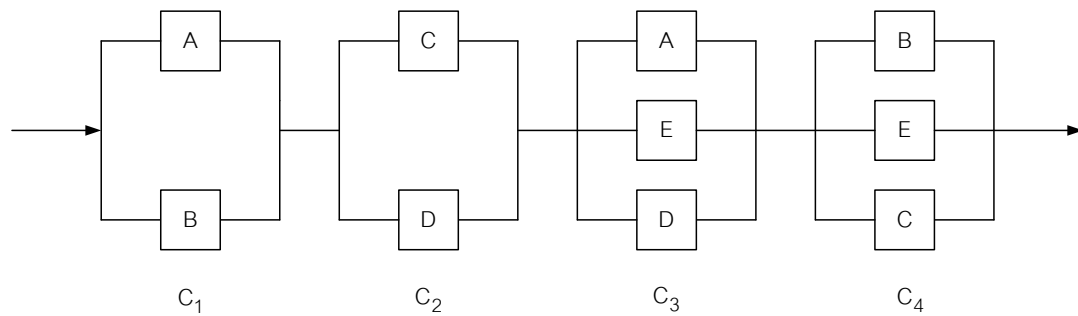


ภาพที่ 4.4 การแยกเงื่อนไขเพื่อวิเคราะห์ระบบซับซ้อน

#### 4.3 วิธีมินิมัลคัตเซต (Minimal cut set method) [1,3]

วิธีคัตเซตเป็นวิธีที่นิยมใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังเนื่องจากเป็นวิธีที่ง่ายต่อการประยุกต์ใช้คอมพิวเตอร์จะให้ผลอย่างรวดเร็วและมีความถูกต้องแม่นยำ และเป็นวิธีที่สามารถบ่งบอกถึงอุปกรณ์ที่ถ้าล้มเหลวแล้วจะทำให้ระบบเกิดการขัดข้อง

คัตเซต คือ กลุ่มอุปกรณ์ของระบบซึ่งเมื่อล้มเหลวแล้วทำให้ระบบล้มเหลวตามไปด้วย ดังนั้น มินิมัลคัตเซต คือ คัตเซตที่เล็กที่สุดที่เป็นกลุ่มอุปกรณ์ของระบบซึ่งเมื่อล้มเหลวแล้วจะทำให้ระบบล้มเหลวด้วยและถ้าอุปกรณ์ตัวใดตัวหนึ่งในกลุ่มมินิมัลคัตเซตใช้งานได้ระบบก็จะไม่ล้มเหลว กล่าวโดยสรุปว่าอุปกรณ์ทุกตัวในมินิมัลคัตเซตจะต้องล้มเหลวทั้งหมดจึงจะทำให้ระบบล้มเหลว ดังนั้นมินิมัลคัตเซตของระบบจะสามารถจำลองได้ว่ากลุ่มอุปกรณ์ในมินิมัลคัตเซตจะต่อขนานกัน เนื่องจากระบบจะล้มเหลวก็ต่อเมื่อทุกอุปกรณ์ในมินิมัลคัตเซตล้มเหลว และแต่ละมินิมัลคัตเซตในระบบจะต่อกันในรูปแบบอนุกรมเนื่องจากระบบล้มเหลวก็ต่อเมื่ออย่างน้อย 1 มินิมัลคัตเซตล้มเหลว ตัวอย่างเช่น จากภาพที่ 4.3 มีมินิมัลคัตเซตทั้งหมด 4 ชุดคือ AB, CD, AED และ BEC และจากนิยามของมินิมัลคัตเซตจะจำลองอุปกรณ์ได้ดังภาพที่ 4.5 โดยกำหนดให้  $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$  และ  $C_4$  คือ มินิมัลคัตเซตที่ 1, 2, 3 และ 4 ตามลำดับ



ภาพที่ 4.5 มินิมัลลัดเซตของระบบในภาพที่ 4.3

จะสามารถคำนวณ  $Q_{system}$  โดยได้ดังนี้

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

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

โดยที่

$$P(C_1) = Q_A Q_B$$

$$P(C_2) = Q_C Q_D$$

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

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

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

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

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

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

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

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

$$P(C_1 \cap C_2 \cap C_3) = P(C_1 \cap C_2 \cap C_4)$$

$$= P(C_1 \cap C_3 \cap C_4)$$

$$= P(C_2 \cap C_3 \cap C_4)$$

$$= P(C_1 \cap C_2 \cap C_3 \cap C_4)$$

$$= Q_A Q_B Q_C Q_D Q_E$$



$$\begin{aligned}
 \text{ดังนั้น } Q_{system} &= Q_A Q_B + Q_C Q_D + Q_A Q_D Q_E + Q_B Q_C Q_E - Q_A Q_B Q_C Q_D \\
 &\quad - Q_A Q_B Q_D Q_E - Q_A Q_B Q_C Q_E - Q_A Q_C Q_D Q_E \\
 &\quad - Q_B Q_C Q_D Q_E - 2Q_A Q_B Q_C Q_D Q_E
 \end{aligned} \tag{4.11}$$

จะเห็นว่าถ้าระบบมีอุปกรณ์ในระบบมากจะทำให้ยุ่งยากในการคำนวณ ดังนั้นจึงได้มีวิธีการประมาณค่าของวิธีนี้ เมื่อประมาณจาก (4.9) จะได้ (4.12)

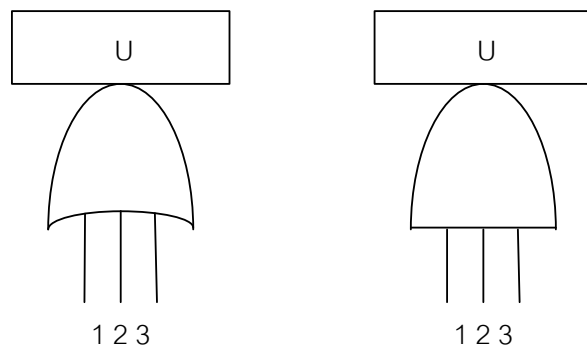
$$Q_{system} = P(C_1) + P(C_2) + P(C_3) + \dots + P(C_j) + \dots + P(C_n) = \sum_{i=1}^n P(C_i) \tag{4.12}$$

ดังนั้นผลการคำนวณ  $Q_{system}$  จาก (4.11) จะเหลือดัง (4.13)

$$Q_{system} = Q_A Q_B + Q_C Q_D + Q_A Q_D Q_E + Q_B Q_C Q_E \tag{4.13}$$

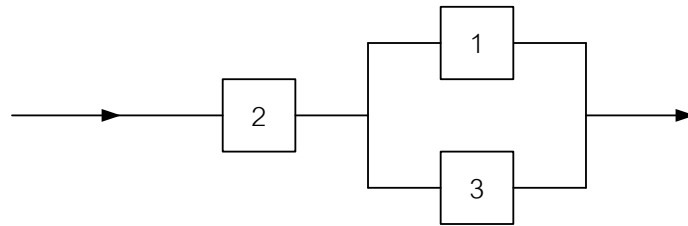
#### 4.4 วิธีการวิเคราะห์แผนภาพต้นไม้ (Fault tree analysis method) [1,3]

การวิเคราะห์แผนภาพต้นไม้อาศัยหลักการของ Logic gate โดยประยุกต์เข้ากับการคำนวณความเชื่อถือได้ดังภาพที่ 4.6 ข้อมูลเข้าเกตแต่ละตัวคือเหตุการณ์พื้นฐาน (Basic event)  $k$  เหตุการณ์ โดยมีผลลัพธ์ (Output) คือการขาดพลังงานไฟฟ้าทางด้านขาออกของสถานีไฟฟ้า ซึ่งเรียกว่า Top event หรือ Fault event ดังตัวอย่างในภาพที่ 4.7 และ 4.8

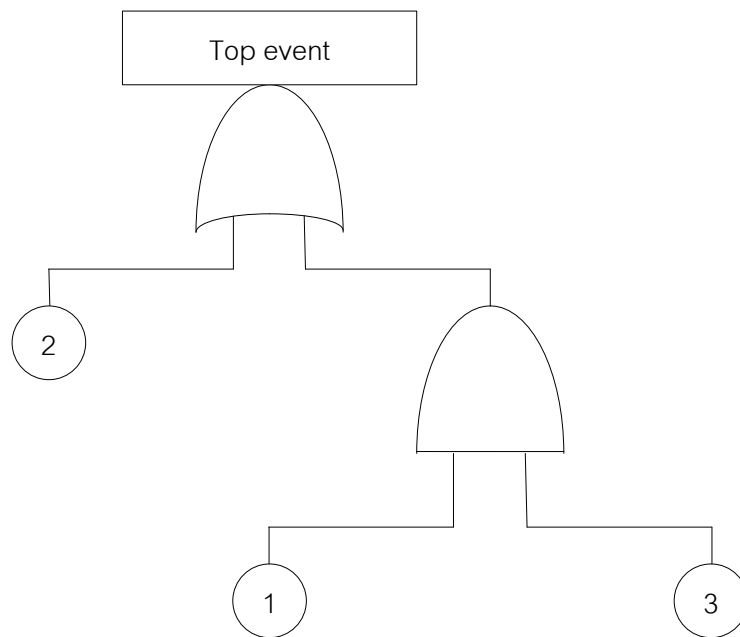


$$U = U_1 U_2 U_3 \quad U = 1 - (1 - U_1)(1 - U_2)(1 - U_3)$$



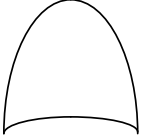
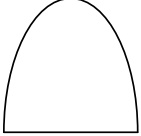
ภาพที่ 4.6 การใช้ OR gate และ AND gate ในการคำนวณค่า U



ภาพที่ 4.7 ระบบตัวอย่าง



ภาพที่ 4.8 แผนภาพต้นไม้แสดงการล้มเหลวของระบบ

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

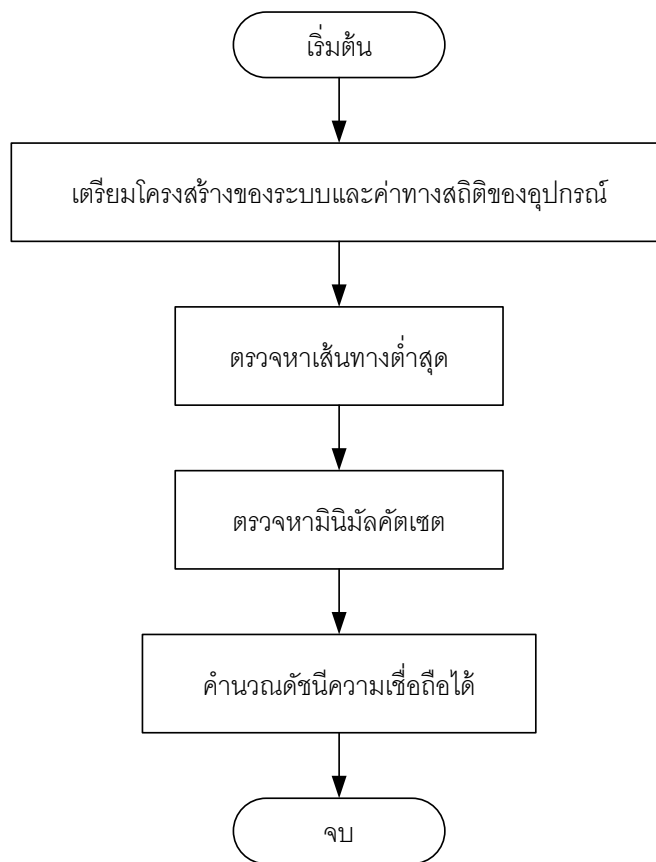
วิธีนี้มีข้อดีในด้านความเป็นระบบในการวิเคราะห์ กล่าวคือเมื่อมีข้อมูลก็สามารถใส่ในแผนภาพแล้วคำนวณได้ทันที แต่มีข้อเสียคือหากระบบซับซ้อนก็จะทำให้ยากสร้างแผนภาพต้นไม้

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้เลือกใช้วิธีมินิมัลคัตเซตเนื่องจากเป็นวิธีที่สะดวกในการพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์และไม่ถูกจำกัดด้วยความซับซ้อนของระบบดังเช่นวิธีอื่นๆ ดังที่นำเสนอไปแล้วข้างต้น

## บทที่ 5

### การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าด้วยวิธีการวิเคราะห์

จากที่กล่าวไว้ในบทที่ 4 วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ใช้การประเมินความเชื่อถือได้โดยใช้วิธีการมินิมัลคัตเซต (Minimal cut set method) บทนี้จะกล่าวถึงขั้นตอนการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ด้วยวิธีดังกล่าว โดยรายละเอียดหลักของแต่ละขั้นตอนแสดงดังแผนผังในภาพที่ 5.1

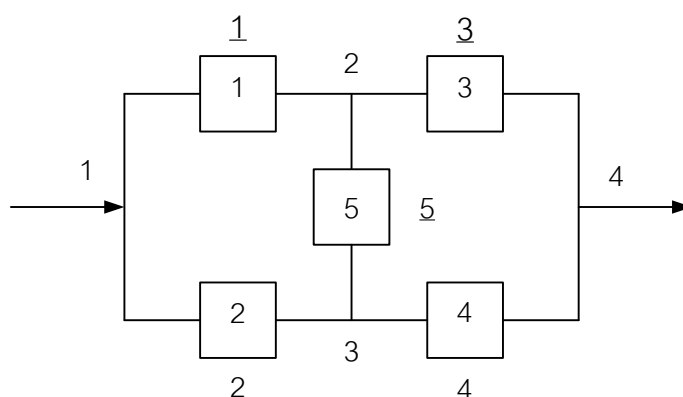


ภาพที่ 5.1 แผนผังแสดงขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ด้วยวิธีมินิมัลคัตเซต

#### 5.1 การเตรียมข้อมูลโครงสร้างของระบบและค่าทางสถิติของอุปกรณ์

สำหรับการจัดเตรียมข้อมูลของระบบ ในส่วนของข้อมูลโครงสร้างของระบบนั้นจะถูกจัดเตรียมในรูปแบบของสาขา (Branch) ของระบบ โดยแต่ละสาขาจะประกอบด้วยอุปกรณ์ที่ต่ออนุกรมกันจากโนดผู้ส่ง (Sending end) ไปยังโนดผู้รับ (Receiving end) ทุกสาขาและโนดทั้งสองของทุกสาขาในระบบจะต้องถูกระบุหมายเลขและระบุทิศทางการส่งกำลังไฟฟ้าเพื่อใช้ในการหา

เส้นทางจ่ายกำลังไฟฟ้างแสดงในระบบตัวอย่างในภาพที่ 5.2 และข้อมูลหมายเลขของระบบจะถูกรวบรวมในตารางที่ 5.1 ในส่วนของค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ ดัชนีที่สำคัญในการประเมินความเชื่อถือได้เชิงปริมาณด้วยวิธีวิเคราะห์ที่ได้แก่ อัตราการล้มเหลว (Failure rate:  $\lambda$ ) และระยะเวลาเฉลี่ยในการซ่อมแซม (Repair time:  $r$ ) ของแต่ละอุปกรณ์ในระบบ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ใช้ดัชนีความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้าจากมาตรฐาน IEEE Std 493<sup>TM</sup>-2007 (Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems) [2] นอกจากดัชนีความเชื่อถือได้ดังกล่าวแล้วระยะเวลาในการสวิตช์ (Switching time:  $s$ ) ของอุปกรณ์สวิตช์ก็เป็นสิ่งสำคัญในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้เช่นกัน



ภาพที่ 5.2 ระบบตัวอย่างที่ถูกระบุหมายเลขของโหนดและสาขาในระบบ

ตารางที่ 5.1 ข้อมูลความเชื่อถือได้ของระบบตัวอย่าง

สาขา (Branch)	โหนดผู้ส่ง (Sending end)	โหนดผู้รับ (Receiving end)	อุปกรณ์	ทิศทางการส่ง กำลังไฟฟ้า
1	1	2	1	1-2
2	1	3	2	1-3
3	2	4	3	2-4
4	3	4	4	3-4
5	2	3	5	2-3, 3-2

## 5.2 การตรวจหาเส้นทางต่ำสุดและมินิมัลคัตเซต

ในการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ ต้องทราบเส้นทางจ่ายไฟฟ้าหรือเส้นทางต่ำสุด เพื่อให้ทราบถึงอุปกรณ์ต่างๆที่ต่อกันจากแหล่งจ่ายไปยังจุดโหลด แล้วตรวจหาอุปกรณ์มินิมัลคัต

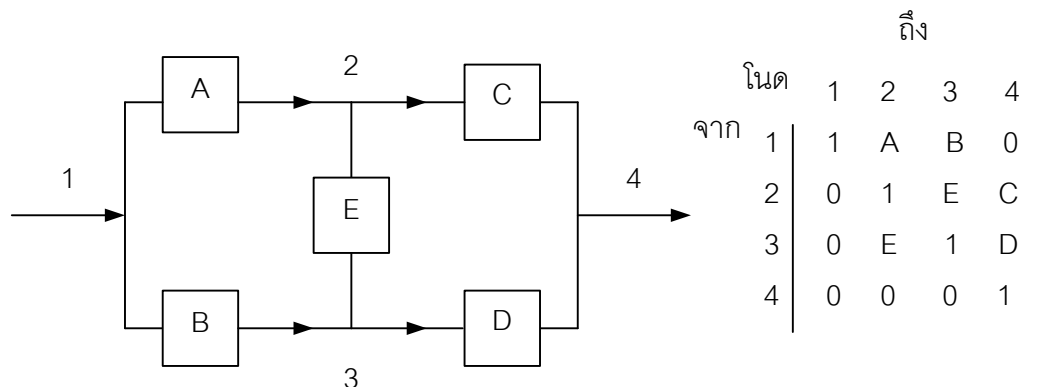
เซตจากเส้นทางต่ำสุด เพื่อให้ทราบถึงอุปกรณ์ที่ถ้าล้มเหลวแล้วทำให้จุดโหลดล้มเหลว โดยการตรวจหามีรายละเอียดดังต่อไปนี้

### 5.2.1 การตรวจหาเส้นทางต่ำสุด (Minimal pat set)

เส้นทางต่ำสุด (Minimal path set) หรือ เส้นทางจ่ายกำลังไฟฟ้าของระบบ หมายถึง กลุ่มอุปกรณ์ที่ต่อกันในระบบอนุกรมจากต้นทางไปยังปลายทางหรือจุดโหลด การหาเส้นทางต่ำสุดสามารถทำได้หลายวิธีดังต่อไปนี้

#### 5.2.1.1 วิธีเทคนิคความสัมพันธ์ของเมตริกซ์ (Connection matrix techniques) [3]

วิธีการนี้อาศัยหลักการความสัมพันธ์ของเมตริกซ์ โดยนำระบบที่ต้องการหาเส้นทางมาแปลงให้อยู่ในรูปเมตริกซ์ดังตัวอย่างในภาพที่ 5.3 มีอุปกรณ์ทั้งหมด 5 ตัว ต้องการทราบเส้นทางจากโหนด 1 ไปยังโหนด 4 สามารถสร้างเมตริกซ์ได้ดังนี้



ภาพที่ 5.3 ระบบตัวอย่างที่ซับซ้อนและเมตริกซ์

หลักการในการสร้างเมตริกซ์ คือ ที่ระหว่างโหนดที่ไม่มีอุปกรณ์ต่ออยู่ให้เติม 0 ที่ระหว่างโหนดเดียวกันให้ใส่ 1 ส่วนที่ระหว่างโหนดที่มีอุปกรณ์ต่ออยู่ให้ใส่ชื่อของอุปกรณ์นั้น และต้องพิจารณาด้วยว่าอุปกรณ์ตัวนั้นสามารถถูกจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ 2 ทางหรือไม่ เช่นอุปกรณ์ E

จากเมตริกซ์ที่สร้างขึ้นสามารถหาเส้นทางการเดินทางจากจุดเริ่มต้นไปยังจุดสิ้นสุดได้ 2 วิธี คือวิธีคูณเมตริกซ์และวิธีเคลื่อนย้ายโหนด ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

#### 1. วิธีคูณเมตริกซ์ (Matrix multiplication)

วิธีการนี้ใช้วิธีคูณเมตริกซ์ที่ถูกรูปร่างจากหลักการข้างต้นด้วยตัวเมตริกซ์นั่นเอง หรือการยกกำลังนั่นเอง โดยยกกำลังจนกว่าเมตริกซ์จะไม่เปลี่ยนแปลง ให้เมตริกซ์ M เป็นเมตริกซ์ที่ถูก

สร้างขึ้น ทำการยกกำลังเมตริกซ์  $M$  ไปเรื่อยๆจนกว่าจะเมตริกซ์ไม่เปลี่ยนแปลง โดยมีวิธีการคำนวณดังต่อไปนี้

$$M = \begin{array}{c|cccc} & 1 & 2 & 3 & 4 \\ \hline 1 & 1 & A & B & 0 \\ 2 & 0 & 1 & E & C \\ 3 & 0 & E & 1 & D \\ 4 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{array}$$

เพราะฉะนั้น

$$M^2 = \begin{array}{c|cccc} & 1 & 2 & 3 & 4 \\ \hline 1 & 1 & A+BE & B+AE & AC+BD \\ 2 & 0 & 1 & E & C+DE \\ 3 & 0 & E & 1 & EC+D \\ 4 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{array}$$

$$M^3 = \begin{array}{c|cccc} & 1 & 2 & 3 & 4 \\ \hline 1 & 1 & A+BE & B+AE & AC+BD+BEC+AED \\ 2 & 0 & 1 & E & C+DE \\ 3 & 0 & E & 1 & EC+D \\ 4 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{array}$$

เมื่อเมตริกซ์ยกกำลัง 3 ผลลัพธ์ของเมตริกซ์จะไม่เปลี่ยนแปลง ผลดังกล่าวทำให้ทราบเส้นทางการจ่ายไฟฟ้าจากทุกๆโหนดไปยังทุกๆโหนด ตัวอย่างเช่น จากโหนด 1 ไปยัง โหนด 4 มีเส้นทางการจ่ายกำลังไฟฟ้าผ่านอุปกรณ์ต่างๆได้ 4 วิธีด้วยกันคือ AC, BD, BEC และ AED วิธีนี้จะเสียเวลาในการคำนวณเพราะต้องคำนวณที่โหนดที่ไม่ต้องการทราบเส้นทางด้วย ถ้าระบบยังมีอุปกรณ์และโหนดจำนวนมากจะทำให้เสียเวลาในการคำนวณมากยิ่งขึ้น

## 2. วิธีเคลื่อนย้ายโหนด (Node removal)

วิธีการนี้สามารถหาเส้นทางต่ำสุดเฉพาะระหว่างโหนดเริ่มต้นและโหนดสิ้นสุดที่ต้องการเท่านั้น โดยการเคลื่อนย้ายโหนดที่ไม่ใช้โหนดเริ่มต้นและโหนดสิ้นสุดออกจากเมตริกซ์จนกระทั่งขนาดเมตริกซ์ลดลงเหลือขนาด  $2 \times 2$  สมการที่ใช้คำนวณในการเคลื่อนย้ายโหนด  $k$  ออกจากเมตริกซ์คือ

$$M_{ij} = N_{ij} + (N_{ik}N_{kj}) \quad (5.1)$$

$M_{ij}$  คือ เมตริกซ์ใหม่ที่เกิดเคลื่อนย้ายโหนด  $k$  แล้ว โดยที่  $i, j \neq k$

จากภาพที่ 5.3 สามารถแสดงวิธีการเคลื่อนย้ายโหนด 2 ของเมตริกซ์ที่สร้างขึ้นดังต่อไปนี้

$$M_{11} = 1 + A.0 = 1$$

$$M_{13} = B + A.E = B + AE$$

$$M_{14} = 0 + A.C = AC$$

$$M_{31} = 0 + E.0 = 0$$

$$M_{33} = 1 + E.E = 1$$

$$M_{34} = D + E.C = D + EC$$

$$M_{41} = 0 + 0.0 = 0$$

$$M_{43} = 0 + 0.E = 0$$

$$M_{44} = 1 + 0.C = 1$$

เมตริกซ์ที่เกิดเคลื่อนย้ายโหนด 2 แล้วคือ

$$M = \begin{array}{c|ccc} & 1 & 3 & 4 \\ \hline 1 & 1 & B+AE & AC \\ 3 & 0 & 1 & D+EC \\ 4 & 0 & 0 & 1 \end{array}$$

ต่อไปเคลื่อนย้ายโหนด 3

$$M_{11} = 1 + (B + AE).0 = 1$$

$$M_{14} = AC + (B + AE)(D + EC) = AC + BD + BEC + AED$$

$$M_{41} = 0 + 0.0 = 0$$

$$M_{44} = 1 + 0.1 = 1$$

เมตริกซ์สุดท้ายที่เกิดเคลื่อนย้ายโหนด 3 แล้วคือ

$$M = \begin{array}{c|cc} & 1 & 4 \\ \hline 1 & 1 & AC + BD + BEC + AED \\ 4 & 0 & 1 \end{array}$$

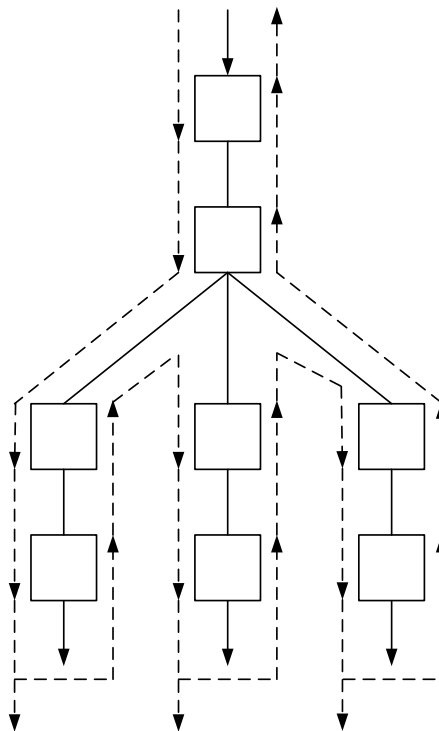


จากเมตริกซ์นี้ทำให้ทราบเส้นทางต่ำสุดจากโนด 1 ไปยังโนด 4 ซึ่งให้ผลเหมือนกับจากวิธีคูณเมตริกซ์ แต่ใช้เวลาในการคำนวณน้อยกว่าเนื่องจากไม่ต้องทำการคำนวณโนดที่ไม่สนใจ

วิธีเทคนิคความสัมพันธ์ของเมตริกซ์ (Connection matrix techniques) มีข้อดีคือให้ผลการคำนวณที่ถูกต้องและแม่นยำแต่มีข้อเสียในด้านการพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์เพราะว่าผลการคำนวณที่ได้เป็นสมการตัวแปรทางคณิตศาสตร์ซึ่งยากที่จะนำผลที่ได้ไปคำนวณหาตัวอื่น ๆ ด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์

#### 5.2.1.2 วิธีการตรวจหาเส้นทางแบบวิธีย้อนกลับไปกลับมา [14]

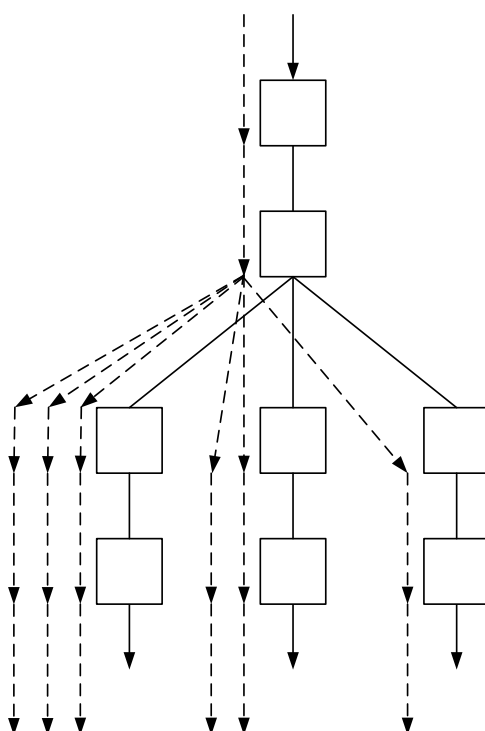
วิธีนี้เป็นการตรวจหาเส้นทางแบบพิจารณาย้อนกลับไปกลับมาแบบดั้งเดิม ดังแสดงในภาพที่ 5.4 จากภาพนี้จะเห็นว่าเส้นประซึ่งแสดงเส้นทางที่โปรแกรมคอมพิวเตอร์ได้ตรวจสอบหาเส้นทางที่เป็นไปได้จะมีลักษณะที่ต้องผ่านอุปกรณ์ทั้งขาไปและขากลับ วิธีการนี้ถึงจะมีข้อดีในด้านที่ง่ายต่อความเข้าใจแต่มีข้อเสียในด้านที่คอมพิวเตอร์ต้องทำงานหนักเพราะต้องพิจารณาผ่านอุปกรณ์ทุกตัวทั้งขาไปและขากลับ



ภาพที่ 5.4 เส้นประแสดงการตรวจสอบหาเส้นทางในวิธีย้อนกลับไปมา

### 5.2.1.3 วิธีการตรวจหาเส้นทางแบบสุ่ม [14]

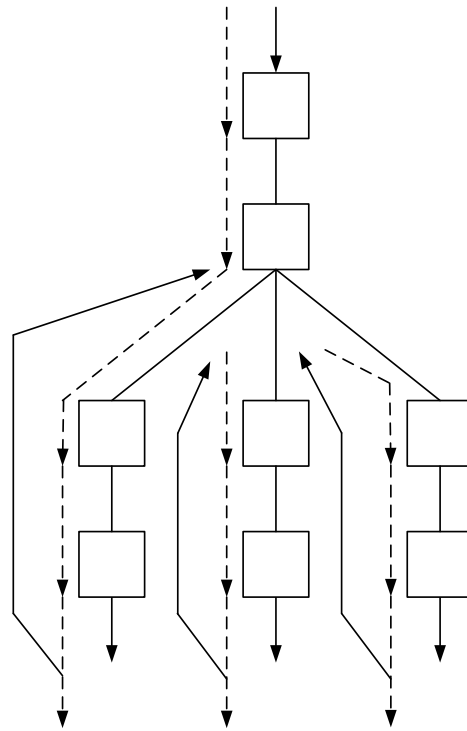
ในภาพที่ 5.5 แสดงวิธีการหาเส้นทางโดยอาศัยการสุ่มหาอุปกรณ์ที่ต่ออยู่ตัวถัดไป วิธีนี้มีข้อดีในด้านที่ง่ายต่อการพัฒนาโปรแกรมเพราะไม่ต้องสร้างฟังก์ชันในการพิจารณาเส้นทางที่ซับซ้อน แต่ใช้ฟังก์ชันสุ่มซึ่งเป็นฟังก์ชันมาตรฐานที่มีอยู่แล้วในภาษาคอมพิวเตอร์แต่มีข้อเสียในด้านที่คอมพิวเตอร์ยังคงต้องทำงานหนักเพราะการสุ่มนั้นต้องทำหลายครั้งเพื่อให้ได้ครบทุกเส้นทางที่เป็นไปได้ประกอบกับการสุ่มนั้นมีโอกาสทำให้เกิดเส้นทางที่ซ้ำซ้อนกับเส้นทางที่เคยหาไว้แล้ว



ภาพที่ 5.5 เส้นประแสดงการตรวจสอบหาเส้นทางแบบสุ่มซึ่งมีเส้นทางซ้ำกัน

### 5.2.1.4 การตรวจหาเส้นทางแบบวิธีจุดจำปม [14]

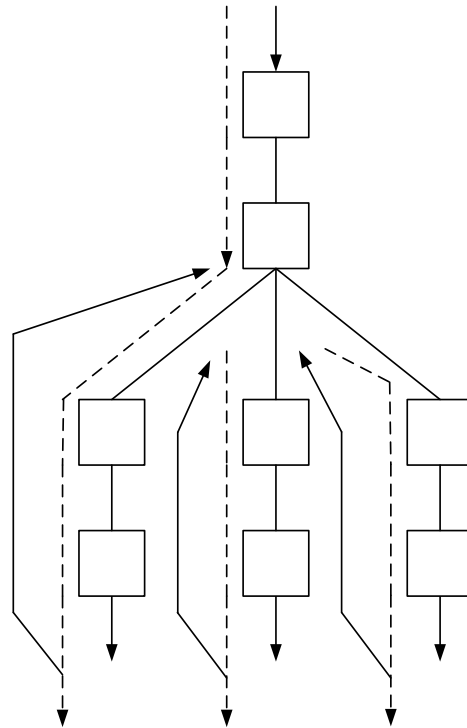
การตรวจหาเส้นทางแบบวิธีจุดจำปมดังแสดงในภาพที่ 5.6 นี้ใช้หลักการพิจารณาอุปกรณ์ถัดไปทีละตัวจนถึงปลายทาง จากการที่ได้ผ่านอุปกรณ์ตัวที่อยู่ถัดไปอยู่หลายตัวซึ่งอาจจะป็นอุปกรณ์ที่เป็นจุดปม เช่น บัสบาร์ หรือ หม้อแปลง โดยให้คอมพิวเตอร์จำอุปกรณ์นั้นไว้ เมื่อถึงปลายทางจึงกระโดดย้อนกลับไปเริ่มที่จุดแยกนั้นเป็นการเริ่มต้นเส้นทางใหม่ วิธีนี้ไม่ต้องสุ่มเป็นจำนวนครั้งมากๆ การตรวจสอบการวนรอบก็ยังเหมือนเดิม เพียงแต่หากพบว่ามีการวนรอบแล้วไม่ต้องไปเริ่มต้นที่จุดเริ่มต้นใหม่



ภาพที่ 5.6 เส้นประแสดงการตรวจสอบหาเส้นทางแบบวิธีจดจำปม

#### 5.2.1.5 การตรวจหาเส้นทางจากผู้มาก่อนของสาขา [15]

การตรวจหาเส้นทางแบบผู้มาก่อนของสาขา (Predecessor of branch) ดังแสดงในภาพที่ 5.7 พิจารณาสาข (Branch) ถัดไปที่ละสาขาจากต้นทางไปยังปลายทาง ซึ่งวิธีนี้จะไม่จำเป็นต้องพิจารณาอุปกรณ์ที่อยู่ในสาขาในการหาเส้นทางโดยจะพิจารณาอุปกรณ์ที่อยู่ที่ต้นสุดและปลายสุดของแต่ละสาขาเท่านั้น ดังนั้นคอมพิวเตอร์จึงไม่ต้องทำงานหนักในการที่จะต้องพิจารณาทุกอุปกรณ์ นอกจากนี้วิธีนี้สามารถจำสาขาที่ปลายของสาขาเป็นจุดปมได้จึงไม่จำเป็นต้องพิจารณาย้อนกลับไปที่กลับมาซึ่งเป็นข้อดีที่เหมือนกับวิธีแบบจดจำปม



ภาพที่ 5.7 เส้นประแสดงการตรวจสอบหาเส้นทางจากผู้มาก่อนของสาขา

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้เลือกใช้วิธีการตรวจหาเส้นทางจากผู้มาก่อนของสาขา (Predecessor of branch) เนื่องจากเป็นวิธีที่ง่ายในการพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์และคอมพิวเตอร์ไม่ต้องทำงานหนักในการพิจารณาทุกอุปกรณ์เพื่อหาคำตอบ

ความหมายของผู้มาก่อนของสาขาสามารถอธิบายได้ดังนี้ ผู้มาก่อนของสาขาที่  $k$  หมายถึงสาขาที่มีโนดผู้รับ (Receiving end) เป็นโนดผู้ส่ง (Sending end) ของสาขาที่  $k$  ตัวอย่างเช่น จากระบบในภาพที่ 5.2 ผู้มาก่อนของสาขาที่ 4 คือ สาขาที่ 2 และ 5 เพราะทั้งสองสาขามีโนดที่ 3 เป็นโนดผู้รับซึ่งในขณะเดียวกันโนดที่ 3 เป็นโนดผู้ส่งของสาขาที่ 4 ซึ่งจะเห็นได้ว่า ถ้ากำหนดโนดที่ 1 เป็นแหล่งจ่ายโนดที่ 4 เป็นจุดโหลด การหาผู้มาก่อนของสาขาจะช่วยให้ทราบสาขาที่เชื่อมต่อกันจากจุดโหลดไปยังแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ซึ่งสาขาที่เชื่อมต่อกันซึ่งหมายถึงเส้นทางต่ำสุดนั่นเอง จะสังเกตว่าการหาผู้มาก่อนของสาขานั้นจะเริ่มต้นการหาจากสาขาที่จุดโหลดเพราะว่าจะช่วยให้สามารถหาเส้นทางต่ำสุดในกรณีที่ระบบมีแหล่งจ่ายหลายแหล่ง เส้นทางต่ำสุดของระบบตัวอย่างแสดงในตารางที่ 5.2

ตารางที่ 5.2 เส้นทางต่ำสุดของระบบตัวอย่าง

หมายเลขเส้นทางต่ำสุด	สาขาในเส้นทางต่ำสุด	อุปกรณ์ในเส้นทางต่ำสุด
1	1, 3	1, 3
2	2, 4	2, 4
3	1, 5, 4	1, 5, 4
4	2, 5, 3	2, 5, 3

### 5.2.2 การหามินิมัลคัตเซต

จากที่กล่าวมาข้างต้น เส้นทางต่ำสุด (Minimal path set) หมายถึง กลุ่มอุปกรณ์ที่ต่อกันในระบบอนุกรมจากต้นทางไปยังปลายทางหรือจุดโหลดเพราะฉะนั้นถ้าเพียงหนึ่งกลุ่มอุปกรณ์ในเส้นทางต่ำสุดล้มเหลว เส้นทางต่ำสุดดังกล่าวจะล้มเหลวและไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังจุดโหลดได้ และถ้าทุกเส้นทางต่ำสุดของจุดโหลดล้มเหลว จุดโหลดจะล้มเหลว ดังนั้นจะสามารถตรวจหามินิมัลคัตเซตได้โดยการตรวจสอบว่ากลุ่มอุปกรณ์ใดที่มีจำนวนน้อยที่สุดที่ถ้าล้มเหลวแล้วทำให้ทุกเส้นทางต่ำสุดล้มเหลว ซึ่งจะส่งผลทำให้จุดโหลดล้มเหลวตามไปด้วย กลุ่มอุปกรณ์กลุ่มนั้นคือมินิมัลคัตเซต ซึ่งเป็นไปตามนิยามของมินิมัลคัตเซตที่กล่าวไว้ว่า มินิมัลคัตเซตคือกลุ่มอุปกรณ์ที่เกิดการล้มเหลวแล้วจะทำให้จุดโหลดเกิดการล้มเหลวด้วย มินิมัลคัตเซตของระบบตัวอย่างแสดงในตารางที่ 5.3

ตารางที่ 5.3 มินิมัลคัตเซตของระบบตัวอย่าง

มินิมัลคัตเซต	กลุ่มอุปกรณ์มินิมัลคัตเซต
1	[1, 2]
2	[3, 4]
3	[1, 4, 5]
4	[2, 3, 5]

### 5.3 การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้

ดัชนีของความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าแบ่งออกได้เป็น 2 ประเภท ได้แก่ ดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด และดัชนีความเชื่อถือได้ของผู้ใช้ไฟฟ้า

#### 5.3.1 ดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด (Reliability indices at load point) [5,16]

ดัชนีความเชื่อถือได้พื้นฐาน ณ จุดโหลดที่นิยมใช้ ได้แก่

1. อัตราการล้มเหลว (Failure rate:  $\lambda$ ) 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 รวมกันทั้งหมดในหนึ่งปี มีหน่วยเป็นชั่วโมงต่อปีหรือแปลงเป็นความน่าจะเป็นโดยการหารด้วย 8760

4. ความพร้อมมูล (Availability:  $A$ ) หมายถึง ช่วงระยะเวลาที่ไม่เกิดไฟฟ้าดับหรือเหตุขัดข้องในหนึ่งปี มีหน่วยเป็นชั่วโมงต่อปีหรือแปลงเป็นความน่าจะเป็นโดยการหารด้วย 8760

การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ณ จุดโหลด ด้วยวิธีการวิเคราะห์สามารถคำนวณได้จากความถี่และระยะเวลาของเหตุการณ์ที่ทำให้จุดโหลดล้มเหลว (Load point failure event) ซึ่งเหตุการณ์ที่ทำให้จุดโหลดล้มเหลวนั้น หมายถึง เหตุการณ์ที่กลุ่มอุปกรณ์มีนิมัลต์เซตล้มเหลวนั่นเอง โดยมีคำนวณตามสมการต่อไปนี้

$$\lambda = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (5.2)$$

$$U = \sum_{i=1}^n \lambda_i r_i = \sum_{i=1}^n U_i \quad (5.3)$$

$$r = \frac{U}{\lambda} \quad (5.4)$$

$$A = 1 - U \quad (5.5)$$

โดยที่

$\lambda_i$  คือ อัตราเฉลี่ยที่เกิดเหตุการณ์ล้มเหลว ณ จุดโหลดเนื่องจากมีนิมัลต์เซตที่  $i$

$r_i$  คือ ระยะเวลาซ่อมแซมเฉลี่ย ณ จุดโหลดเนื่องจากมีนิมัลต์เซตที่  $i$

$U_i$  คือ ระยะเวลาเฉลี่ยต่อปีที่เกิดเหตุการณ์ล้มเหลวเนื่องจากมีนิมัลต์เซตที่  $i$

### 5.3.2 ดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้า (Customer-oriented index) [5,16]

ค่าดัชนีพื้นฐาน ณ จุดโหลดจะถูกนำไปคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้า (Customer-oriented index) ซึ่งเป็นดัชนีความเชื่อถือได้ที่บอกถึงอัตราการล้มเหลวและระยะเวลาไฟฟ้าดับของระบบ ดัชนีดังกล่าวได้แก่

1. SAIFI (System average interruption frequency index) หมายถึง ดัชนีที่แสดงอัตราการเกิดไฟฟ้าดับของระบบ มีหน่วยเป็นครั้งต่อราย-ปี สามารถคำนวณจาก (5.6)

$$SAIFI = \frac{\text{ผลรวมของจำนวนครั้งที่เกิดไฟฟ้าดับที่ผู้ใช้แต่ละรายตลอดปี}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด}}$$

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^{N_p} \lambda_i N_i}{\sum_{i=1}^{N_p} N_i} \quad (5.6)$$

โดยที่

$\lambda_i$  คือ อัตราการล้มเหลว ณ จุดโหลดที่  $i$

$N_i$  คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต่อ ณ จุดโหลดที่  $i$

$N_p$  คือ จำนวนจุดโหลดทั้งหมด

2. SAIDI (System average interruption duration index) หมายถึง ดัชนีที่แสดงระยะเวลาไฟฟ้าดับของระบบในหนึ่งปี มีหน่วยเป็นชั่วโมงต่อราย-ปี สามารถคำนวณจาก (5.7)

$$SAIDI = \frac{\text{ผลรวมของระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับที่ผู้ใช้แต่ละรายตลอดปี}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด}}$$

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^{N_p} U_i N_i}{\sum_{i=1}^{N_p} N_i} \quad (5.7)$$

โดยที่

$U_i$  คือ ระยะเวลาที่เกิดการล้มเหลวในหนึ่งปี ณ จุดโหลดที่  $i$

$N_i$  คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต่อ ณ จุดโหลดที่  $i$

$N_p$  คือ จำนวนจุดโหลดทั้งหมด

3. CAIFI (Customer average interruption frequency index) หมายถึง ดัชนีที่แสดงอัตราการเกิดไฟฟ้าดับที่ผู้ใช้ มีหน่วยเป็นครั้งต่อราย สามารถคำนวณจาก (6.8)

$$CAIFI = \frac{\text{ผลรวมของจำนวนครั้งที่เกิดไฟฟ้าดับที่ผู้ใช้แต่ละรายตลอดปี}}{\text{จำนวนผู้ใช้ที่เกิดไฟฟ้าดับ}}$$

$$CAIFI = \frac{\sum_{i=1}^{N_p} \lambda_i N_i}{\sum_{i=1}^{N_p} M_i} \quad (5.8)$$

โดยที่

$\lambda_i$  คือ อัตราการล้มเหลว ณ จุดโหลดที่  $i$

$N_i$  คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต่อ ณ จุดโหลดที่  $i$

$M_i$  คือ จำนวนผู้ใช้ที่เกิดไฟฟ้าดับ ณ จุดโหลดที่  $i$

$N_p$  คือ จำนวนจุดโหลดทั้งหมด

4. CAIDI (Customer average interruption duration index) หมายถึง ดัชนีที่แสดงระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับของระบบ มีหน่วยเป็นชั่วโมงต่อครั้ง สามารถคำนวณจาก (5.9)

$$CAIDI = \frac{\text{ผลรวมของระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับที่ผู้ใช้แต่ละรายตลอดปี}}{\text{ผลรวมของจำนวนครั้งที่เกิดไฟฟ้าดับที่ผู้ใช้แต่ละรายตลอดปี}}$$

$$CAIDI = \frac{\sum_{i=1}^{N_p} U_i N_i}{\sum_{i=1}^{N_p} \lambda_i N_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (5.9)$$

โดยที่

$U_i$  คือ ระยะเวลาที่เกิดการล้มเหลวในหนึ่งปี ณ จุดโหลดที่  $i$

$\lambda_i$  คือ อัตราการล้มเหลว ณ จุดโหลดที่  $i$

$N_i$  คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต่อ ณ จุดโหลดที่  $i$

$N_p$  คือ จำนวนจุดโหลดทั้งหมด



5. ASAI (Average service availability index) หมายถึง ดัชนีที่แสดงการมีไฟฟ้าให้บริการแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าโดยเฉลี่ย สามารถคำนวณจาก (5.10)

$$\begin{aligned}
 \text{ASAI} &= \frac{\text{ผลรวมของจำนวนชั่วโมงที่มีไฟฟ้าให้บริการแก่ผู้ใช้แต่ละราย}}{\text{ผลรวมของจำนวนชั่วโมงที่ผู้ใช้แต่ละรายต้องการไฟฟ้า}} \\
 \text{ASAI} &= \frac{\sum_{i=1}^{N_p} 8760N_i - \sum_{i=1}^{N_p} U_i N_i}{\sum_{i=1}^{N_p} 8760N_i} \quad (5.10)
 \end{aligned}$$

โดยที่

$U_i$  คือ ระยะเวลาที่เกิดการล้มเหลวในหนึ่งปี ณ จุดโหลดที่  $i$

$N_i$  คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต่อ ณ จุดโหลดที่  $i$

$N_p$  คือ จำนวนจุดโหลดทั้งหมด

6. ASUI (Average service unavailability index) หมายถึง ดัชนีที่แสดงการไม่มีไฟฟ้าให้บริการแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าโดยเฉลี่ย สามารถคำนวณจาก (5.11)

$$\begin{aligned}
 \text{ASUI} &= \frac{\text{ผลรวมของจำนวนชั่วโมงที่ไม่มีไฟฟ้าให้บริการแก่ผู้ใช้แต่ละราย}}{\text{ผลรวมของจำนวนชั่วโมงที่ผู้ใช้แต่ละรายต้องการไฟฟ้า}} \\
 \text{ASUI} &= \frac{\sum_{i=1}^{N_p} U_i N_i}{\sum_{i=1}^{N_p} 8760N_i} \quad (5.11)
 \end{aligned}$$

โดยที่

$U_i$  คือ ระยะเวลาที่เกิดการล้มเหลวในหนึ่งปี ณ จุดโหลดที่  $i$

$N_i$  คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต่อ ณ จุดโหลดที่  $i$

$N_p$  คือ จำนวนจุดโหลดทั้งหมด

7. ENS (Energy not supplied) หมายถึง ดัชนีแสดงจำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้จ่ายให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า มีหน่วยเป็นกิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อปี สามารถคำนวณจาก (5.12)

$$ENS = \text{ผลรวมของจำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไม่ได้รับการจ่าย}$$

$$ENS = \sum_{i=1}^{N_p} P_{ai} U_i \quad (5.12)$$

โดยที่

$U_i$  คือ ระยะเวลาที่เกิดการล้มเหลวในหนึ่งปี ณ จุดโหลดที่  $i$

$P_{ai}$  คือ โหลดเฉลี่ย ณ จุดโหลดที่  $i$

$N_i$  คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต่อ ณ จุดโหลดที่  $i$

$N_p$  คือ จำนวนจุดโหลดทั้งหมด

8. AENS (Average energy not supplied) หมายถึง ดัชนีแสดงจำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้จ่ายให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าโดยเฉลี่ย มีหน่วยเป็นกิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อรายต่อปี สามารถคำนวณจาก (5.13)

$$AENS = \frac{\text{ผลรวมของจำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไม่ได้รับการจ่าย}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด}}$$

$$AENS = \frac{\sum_{i=1}^{N_p} P_{ai} U_i}{\sum_{i=1}^{N_p} N_i} = \frac{ENS}{\sum_{i=1}^{N_p} N_i} \quad (5.13)$$

โดยที่

$U_i$  คือ ระยะเวลาที่เกิดการล้มเหลวในหนึ่งปี ณ จุดโหลดที่  $i$

$P_{ai}$  คือ โหลดเฉลี่ย ณ จุดโหลดที่  $i$

$N_i$  คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต่อ ณ จุดโหลดที่  $i$

$N_p$  คือ จำนวนจุดโหลดทั้งหมด

9. ACCI (Average customer curtailment index) หมายถึง ดัชนีแสดงจำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการจริงแต่ขาดหายไปในช่วงเวลาที่เกิดไฟดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้า 1 ราย โดยเฉลี่ย มีหน่วยเป็น กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อรายต่อปี สามารถคำนวณจาก (5.14)

$$ACCI = \frac{\text{ผลรวมของจำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไม่ได้รับการจ่าย}}{\text{จำนวนผู้ใช้ที่เกิดไฟดับ}}$$

$$ACCI = \frac{\sum_{i=1}^{N_p} P_{ai} U_i}{\sum_{i=1}^{N_p} M_i} = \frac{ENS}{\sum_{i=1}^{N_p} M_i} \quad (5.14)$$

โดยที่

$U_i$  คือ ระยะเวลาที่เกิดการล้มเหลวในหนึ่งปี ณ จุดโหลดที่  $i$

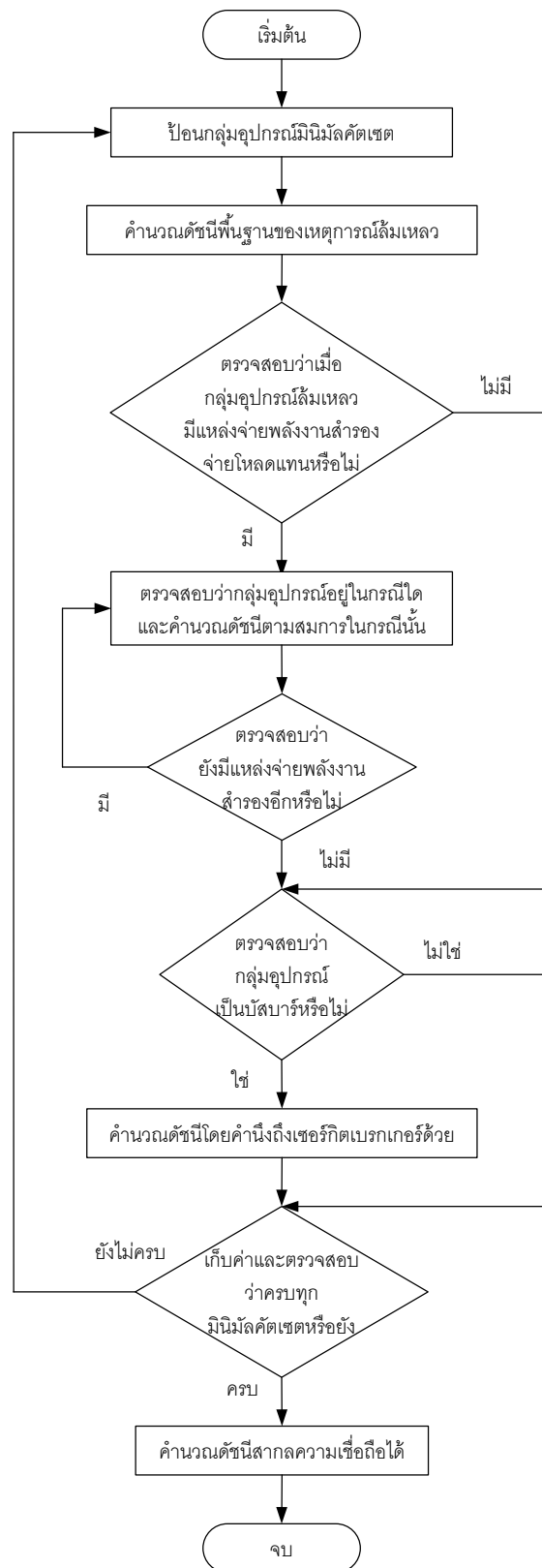
$M_i$  คือ จำนวนผู้ใช้ที่เกิดไฟดับ ณ จุดโหลดที่  $i$

$P_{ai}$  คือ โหลดเฉลี่ย ณ จุดโหลดที่  $i$

$N_p$  คือ จำนวนจุดโหลดทั้งหมด

### 5.3.3 ขั้นตอนการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

จากที่กล่าวมาทั้งดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดและดัชนีความเชื่อถือได้ของผู้ใช้ไฟฟ้า ถูกคำนวณจากดัชนีของเหตุการณ์ล้มเหลว ณ จุดโหลด (Failure event) เช่น อัตราเฉลี่ยที่เกิดเหตุการณ์ล้มเหลว ( $\lambda_i$ ) ระยะเวลาซ่อมแซมเฉลี่ย ( $r_i$ ) และระยะเวลาเฉลี่ยต่อปีที่เกิดเหตุการณ์ล้มเหลว ( $U_i$ ) ของแต่ละกลุ่มอุปกรณ์มีนิมัลคัตเซต ซึ่งแต่ละเหตุการณ์ล้มเหลวนั้นมีหลักการในการคำนวณที่แตกต่างกันออกไปโดยขั้นตอนการคำนวณถูกแสดงไว้ในภาพที่ 5.8 และรายละเอียดของแต่ละขั้นตอนมีดังต่อไปนี้



ภาพที่ 5.8 ขั้นตอนการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้

### 5.3.3.1 การคำนวณดัชนีพื้นฐานของเหตุการณ์ล้มเหลว ณ จุดไหลตของอุปกรณ์ มินิมัลคัตเซต [1, 16]

ในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ มินิมัลคัตเซตที่มีผลต่อค่าความเชื่อถือได้ก็คือ มินิมัลคัตเซตลำดับที่ 1 (First order minimal cut set) และลำดับที่ 2 (Second order minimal cut set) เพราะมินิมัลคัตเซตลำดับที่มากกว่าลำดับที่ 2 จะมีค่าที่ต่ำมาก ในการคำนวณมินิมัลคัตเซตลำดับที่ 1 และ 2 จะมีความแตกต่างกัน โดยที่ดัชนีของมินิมัลคัตเซตลำดับที่ 1 จะสามารถได้ตาม (6.15)-(6.17)

$$\lambda_i = \lambda_1 \quad (5.15)$$

$$r_i = r_1 \quad (5.16)$$

$$U_i = \lambda_1 r_1 \quad (5.17)$$

ส่วนมินิมัลคัตเซตลำดับที่ 2 จะต้องใช้วิธีการประมาณค่า (Approximate method) ในการคำนวณ โดยใช้แบบจำลองของ 2 อุปกรณ์ที่ต่อขนานกันตาม (6.18)-(6.20)

$$\lambda_i = \frac{\lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)}{1 + \lambda_1 r_2 + \lambda_2 r_1} \quad (5.18)$$

$$\cong \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)$$

$$r_i = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} \quad (5.19)$$

$$U_i = \lambda_1 r_1 \quad (5.20)$$

โดยที่

$\lambda_1, r_1$  คือ อัตราการล้มเหลวและระยะเวลาซ่อมแซมของอุปกรณ์ที่ 1 ของมินิมัลคัตเซตที่  $i$

$\lambda_2, r_2$  คือ อัตราการล้มเหลวและระยะเวลาซ่อมแซมของอุปกรณ์ที่ 2 ของมินิมัลคัตเซตที่  $i$

$\lambda_i$  คือ อัตราการล้มเหลวเฉลี่ย ณ จุดไหลตเนื่องจากมินิมัลคัตเซตที่  $i$

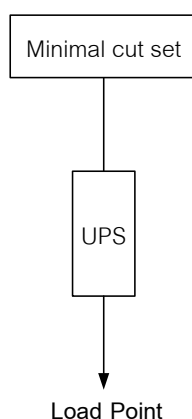
$r_i$  คือ ระยะเวลาซ่อมแซมเฉลี่ย ณ จุดไหลตเนื่องจากมินิมัลคัตเซตที่  $i$

$U_i$  คือ ระยะเวลาเฉลี่ยต่อปีที่ล้มเหลว ณ จุดไหลตเนื่องจากมินิมัลคัตเซตที่  $i$

### 5.3.3.2 การคำนวณดัชนีของเหตุการณ์ล้มเหลว ณ จุดโหลดเมื่อมีแหล่งจ่ายพลังงานสำรอง

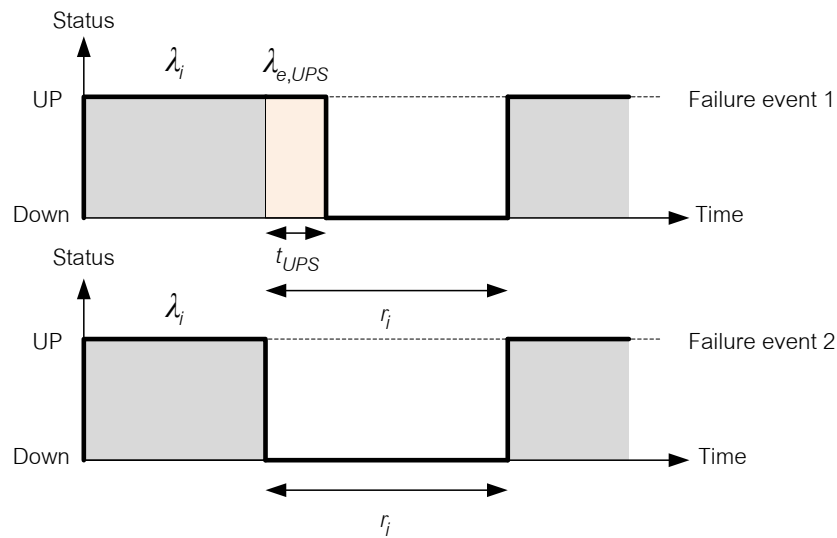
โดยทั่วไป ระบบไฟฟ้ามีการติดตั้งแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าสำรองหลายแบบด้วยกัน เช่น ยูพีเอส เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรอง หรือติดตั้งหม้อแปลงเพื่อรับไฟจากการไฟฟ้ามากกว่า 1 ระบบ การติดตั้งอุปกรณ์ดังกล่าวจะทำให้ดัชนีเหตุการณ์ล้มเหลวของอุปกรณ์มีนิมัลคัตเซตบางตัวในระบบจะมีค่าเปลี่ยนแปลงไป ซึ่งการคำนวณดัชนีจะแบ่งเป็นกรณีตามชนิดของแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าสำรองดังต่อไปนี้

กรณีที่ 1 เหตุการณ์ที่ยูพีเอสจ่ายไฟแก่จุดโหลดเมื่ออุปกรณ์มีนิมัลคัตเซตล้มเหลว



ภาพที่ 5.9 แบบจำลองอุปกรณ์ที่อยู่ต้นทางเส้นทางการจ่ายกำลังไฟฟ้าของยูพีเอส

ภาพที่ 5.9 แสดงกลุ่มอุปกรณ์มีนิมัลคัตเซตที่อยู่ต้นทางของเส้นทางการจ่ายกำลังไฟฟ้าของยูพีเอส ถ้ากลุ่มอุปกรณ์ดังกล่าวเกิดการล้มเหลวยูพีเอสจะทำงานเพื่อจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับจุดโหลด วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอแบบจำลองเหตุการณ์ที่จุดโหลดจะล้มเหลวในกรณีนี้โดยพิจารณาจากหลักการความน่าจะเป็นแบบมีเงื่อนไข [16,17] ซึ่งสามารถเกิดได้ 2 เหตุการณ์ดังแสดงในภาพที่ 5.10 และแต่ละเหตุการณ์มีรายละเอียดดังต่อไปนี้



ภาพที่ 5.10 แบบจำลองของเหตุการณ์ล้มเหลวในกรณีที่ 1

1. เหตุการณ์ที่จุดโหลดล้มเหลวแม้ว่ายูพีเอสไม่ล้มเหลว หมายถึง เหตุการณ์ที่จุดโหลดล้มเหลวเนื่องจากระยะเวลาในการซ่อมแซมอุปกรณ์ที่ล้มเหลวนั้นนานกว่าระยะเวลาสำรองพลังงานไฟฟ้าของยูพีเอส ซึ่งยูพีเอสจะสามารถสำรองพลังงานไฟฟ้าได้ประมาณ 15-20 นาทีเท่านั้น โดยจะสังเกตได้ว่าไม่มีระยะเวลาในการโอนย้ายจากแหล่งจ่ายหลักไปยังยูพีเอสเนื่องจากยูพีเอสจะทำงานในการจ่ายกำลังไฟฟ้าอยู่ตลอดเวลาโดยจ่ายร่วมกับระบบจากการไฟฟ้า

2. เหตุการณ์ที่จุดโหลดล้มเหลวในขณะที่ยูพีเอสเกิดการล้มเหลวหรือไม่ทำงาน

จากแบบจำลองเหตุการณ์ล้มเหลวจะสามารถคำนวณดัชนีของเหตุการณ์ล้มเหลวจาก 2 เหตุการณ์ดังกล่าวได้ตาม (5.21)-(5.23)

$$\begin{aligned}\lambda_{i,UPS} &= \lambda_i + \lambda_{e,UPS} \left( \frac{U_i}{8760} \right) \\ &= \lambda_i + \lambda_{e,UPS} \left( \frac{\lambda_i r_i}{8760} \right)\end{aligned}\quad (5.21)$$

$$\begin{aligned}U_{i,UPS} &= U_1 \left( 1 - \left( \frac{U_{e,UPS}}{8760} \right) \right) + U_2 \left( \frac{U_{e,UPS}}{8760} \right) \\ &= \lambda_i (r_i - t_{UPS}) \left( 1 - \left( \frac{\lambda_{e,UPS} r_{e,UPS}}{8760} \right) \right) + \lambda_i r_i \left( \frac{\lambda_{e,UPS} r_{e,UPS}}{8760} \right)\end{aligned}\quad (5.22)$$

$$r_{i,UPS} = \frac{U_{i,UPS}}{\lambda_{i,UPS}} \quad (5.23)$$

โดยที่

$\lambda_i$  คือ อัตราการล้มเหลวเฉลี่ยของอุปกรณ์มินิมัลคัตเซตที่  $i$

$r_i$  คือ ระยะเวลาซ่อมแซมเฉลี่ยของอุปกรณ์มินิมัลคัตเซตที่  $i$

$t_{UPS}$  คือ ระยะเวลาสำรองไฟของยูพีเอส

$\lambda_{e,UPS}$  คือ อัตราการล้มเหลวเฉลี่ยของยูพีเอส

$\frac{U_i}{8760} = \frac{\lambda_i r_i}{8760}$  คือ ความน่าจะเป็นที่อุปกรณ์มินิมัลคัตเซตที่  $i$  จะล้มเหลว

$U_1 = \lambda_i (r_i - t_{UPS})$  คือ ระยะเวลาเฉลี่ยต่อปีที่ล้มเหลว ณ จุดโหลดของอุปกรณ์มินิมัลคัตเซตที่  $i$  ในกรณีที่ยูพีเอสไม่ล้มเหลว

$U_2 = \lambda_i r_i$  คือ ระยะเวลาเฉลี่ยต่อปีที่ล้มเหลว ณ จุดโหลดของอุปกรณ์มินิมัลคัตเซตที่  $i$  ในกรณีที่ยูพีเอสล้มเหลว

$\frac{U_{e,UPS}}{8760} = \frac{\lambda_{e,UPS} r_{e,UPS}}{8760}$  คือ ความน่าจะเป็นที่ยูพีเอสจะล้มเหลว

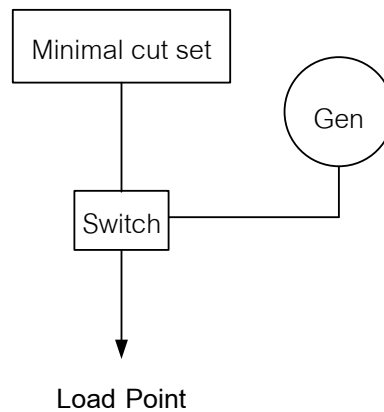
$\lambda_{i,UPS}$  คือ อัตราการล้มเหลวเฉลี่ย ณ จุดโหลดเนื่องจากอุปกรณ์มินิมัลคัตเซตที่  $i$  เมื่อมียูพีเอสเป็นแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าสำรอง

$U_{i,UPS}$  คือ ระยะเวลาเฉลี่ยล้มเหลวต่อปี ณ จุดโหลดเนื่องจากอุปกรณ์มินิมัลคัตเซตที่  $i$  เมื่อมียูพีเอสเป็นแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าสำรอง

$r_{i,UPS}$  คือ ระยะเวลาซ่อมแซมเฉลี่ย ณ จุดโหลดเนื่องจากอุปกรณ์มินิมัลคัตเซตที่  $i$  เมื่อมียูพีเอสเป็นแหล่งจ่ายสำรองพลังงานไฟฟ้าสำรอง

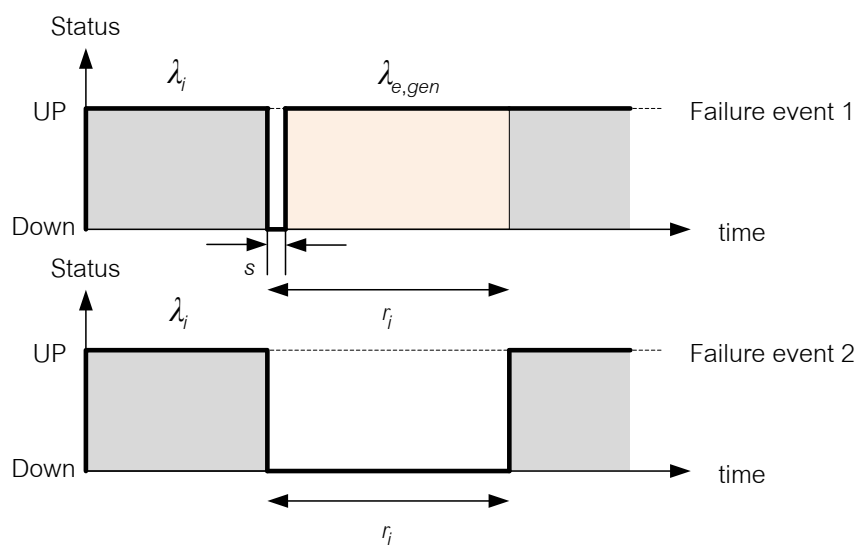


กรณีที่ 2 เหตุการณ์ที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายไฟแก่จุดโหลดเมื่ออุปกรณ์มีนิ้มลัดเซต  
ล้มเหลว



ภาพที่ 5.11 แบบจำลองอุปกรณ์ที่อยู่ต้นทางเส้นทางการจ่ายกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ภาพที่ 5.11 แสดงกลุ่มอุปกรณ์นิ้มลัดเซตที่อยู่ต้นทางของเส้นทางการจ่ายกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ถ้ากลุ่มอุปกรณ์ดังกล่าวเกิดการล้มเหลวเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะทำงานเพื่อจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับจุดโหลดโดยเอทีเอสจะทำงานในการโอนย้ายโหลดจากแหล่งจ่ายหลักไปยังเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรอง วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอแบบจำลองเหตุการณ์ที่จุดโหลดล้มเหลวในกรณีนี้โดยพิจารณาจากหลักการความน่าจะเป็นแบบมีเงื่อนไข [16,17] ซึ่งจะสามารถเกิดได้ 2 เหตุการณ์ดังแสดงในภาพที่ 5.12 และแต่ละเหตุการณ์มีรายละเอียดดังต่อไปนี้



ภาพที่ 5.12 แบบจำลองของเหตุการณ์ล้มเหลวในกรณีที่ 2

1. เหตุการณ์ที่จุดโหลดล้มเหลวแม้ว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะทำงาน หมายถึง ระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับในช่วงเวลาโอนย้ายจากระบบหลักไปยังเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรอง ซึ่งระยะเวลาดังกล่าวเป็นช่วงที่รอการซิงโครไนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยใช้เวลาประมาณ 10 วินาที

2. เหตุการณ์ที่จุดโหลดล้มเหลวและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไม่ทำงาน หมายถึง เหตุการณ์ที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือเส้นทางกระจายกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าล้มเหลว หรือเกิดความผิดพลาดของสวิตช์ในการโอนย้ายจากระบบหลักไปยังเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรอง เนื่องจากเอทีเอสมีโอกาสที่จะเกิดความผิดพลาดในการโอนย้าย ( $P_0$ ) น้อยมาก จึงไม่จำเป็นต้องนำมาคำนวณ

จากแบบจำลองเหตุการณ์ล้มเหลวจะสามารถคำนวณดัชนีของเหตุการณ์ล้มเหลวจาก 2 เหตุการณ์ดังกล่าวได้ตาม (5.24)-(5.26)

$$\begin{aligned}\lambda_{i,gen} &= \lambda_i + \lambda_{e,gen} \left( \frac{U_i}{8760} \right) \\ &= \lambda_i + \lambda_{e,gen} \left( \frac{\lambda_i r_i}{8760} \right)\end{aligned}\quad (5.24)$$

$$\begin{aligned}U_{i,gen} &= U_1 \left( 1 - \left( \frac{U_{e,gen}}{8760} \right) \right) + U_2 \left( \frac{U_{e,gen}}{8760} + P_0 \right) \\ &= \lambda_i s \left( 1 - \left( \frac{\lambda_{e,gen} r_{e,gen}}{8760} \right) \right) + \lambda_i r_i \left( \frac{\lambda_{e,gen} r_{e,gen}}{8760} \right)\end{aligned}\quad (5.25)$$

$$r_{i,gen} = \frac{U_{i,gen}}{\lambda_{i,gen}} \quad (5.26)$$

โดยที่

$\lambda_i$  คือ อัตราการล้มเหลวเฉลี่ยของอุปกรณ์มินิมัลคัตเซตที่  $i$

$r_i$  คือ ระยะเวลาซ่อมแซมเฉลี่ยของอุปกรณ์มินิมัลคัตเซตที่  $i$

$s$  คือ ระยะเวลาในการสวิตช์จากระบบไฟฟ้าหลักไปยังเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรอง

$\lambda_{e,gen}$  คือ อัตราการล้มเหลวเฉลี่ยของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

$\frac{U_i}{8760} = \frac{\lambda_i r_i}{8760}$  คือ ความน่าจะเป็นที่มินิมัลคัตเซตที่  $i$  จะเกิดการล้มเหลว

$P_0$  คือ ความน่าจะเป็นที่จะเกิดความผิดพลาดในการสวิตช์ของสวิตช์อัตโนมัติ

$U_1 = \lambda_i s$  คือ ระยะเวลาเฉลี่ยต่อปีที่ล้มเหลว ณ จุดโหลดเนื่องจากอุปกรณ์มินิมัลคัตเซตที่  $i$  ในกรณีที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรองไม่ล้มเหลว

$U_2 = \lambda_i r_i$  คือ ระยะเวลาเฉลี่ยต่อปีที่ล้มเหลว ณ จุดโหลดเนื่องจากอุปกรณ์มินิมัลคัตเซตที่  $i$  ในกรณีที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรองล้มเหลว

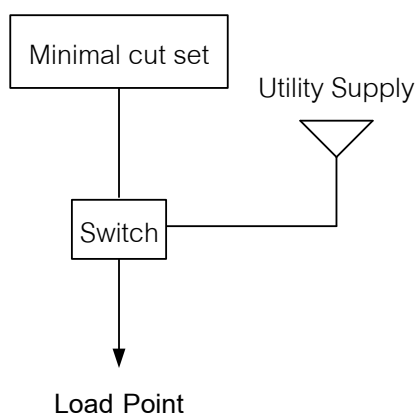
$$\frac{U_{e,gen}}{8760} = \frac{\lambda_{e,gen} r_{e,gen}}{8760} \text{ คือ ความน่าจะเป็นที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรองจะล้มเหลว}$$

$\lambda_{i,gen}$  คือ อัตราการล้มเหลวเฉลี่ย ณ จุดโหลดเนื่องจากอุปกรณ์มินิมัลคัตเซตที่  $i$  เมื่อมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรอง

$U_{i,gen}$  คือ ระยะเวลาเฉลี่ยล้มเหลวต่อปี ณ จุดโหลดเนื่องจากอุปกรณ์มินิมัลคัตเซตที่  $i$  เมื่อมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรอง

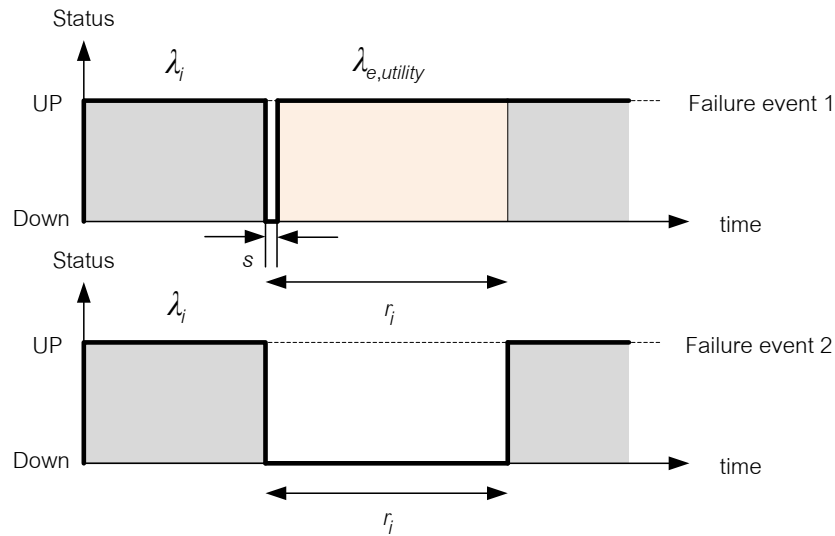
$r_{i,gen}$  คือ ระยะเวลาซ่อมแซมเฉลี่ย ณ จุดโหลดเนื่องจากอุปกรณ์มินิมัลคัตเซตที่  $i$  เมื่อมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรอง

กรณีที่ 3 เหตุการณ์ที่การไฟฟ้าสำรองไฟแก่จุดโหลดเมื่ออุปกรณ์มินิมัลคัตเซตล้มเหลว



ภาพที่ 5.13 แบบจำลองอุปกรณ์ที่อยู่ต้นทางเส้นทางการจ่ายกำลังไฟฟ้าของการไฟฟ้าสำหรับสำรองไฟ

ภาพที่ 5.13 แสดงกลุ่มอุปกรณ์มินิมัลคัตเซตที่อยู่ต้นทางของเส้นทางการจ่ายกำลังไฟฟ้าของการไฟฟ้าสำหรับสำรองพลังงานไฟฟ้า ถ้ากลุ่มอุปกรณ์ดังกล่าวล้มเหลวการไฟฟ้าจะสำรองพลังงานไฟฟ้าให้กับจุดโหลดโดยเอทีเอสจะทำงานในการโอนย้ายโหลดจากแหล่งจ่ายหลักไปยังระบบสำรอง วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอแบบจำลองเหตุการณ์ที่จุดโหลดล้มเหลวในกรณีนี้โดยพิจารณาจากหลักการความน่าจะเป็นแบบมีเงื่อนไข [16,17] ซึ่งจะสามารถเกิดได้ 2 เหตุการณ์ดังแสดงในภาพที่ 5.14 และแต่ละเหตุการณ์มีรายละเอียดดังต่อไปนี้



ภาพที่ 5.14 แบบจำลองของเหตุการณ์ล้มเหลวในกรณีที่ 3

1. เหตุการณ์ที่จุดไหลดล้มเหลวแม้ว่าการไฟฟ้าสามารถสำรองพลังงานไฟฟ้าได้ หมายถึง ระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับในช่วงเวลาโอนย้ายจากระบบหลักไปยังระบบสำรองโดยใช้เวลาประมาณ 3 วินาที

2. เหตุการณ์ที่จุดไหลดล้มเหลวและการไฟฟ้าไม่สามารถสำรองพลังงานไฟฟ้าได้ หมายถึงเส้นทางการจ่ายกำลังไฟฟ้าของการไฟฟ้าล้มเหลวหรือเกิดความผิดพลาดของสวิตช์ในการโอนย้ายจากระบบหลักไปยังระบบสำรอง เนื่องจากเอทีเอสมีโอกาสที่จะเกิดความผิดพลาดในการโอนย้าย ( $P_0$ ) น้อยมาก จึงไม่จำเป็นต้องนำมาคำนวณ

จากแบบจำลองเหตุการณ์ล้มเหลวจะสามารถคำนวณดัชนีของเหตุการณ์ล้มเหลวจาก 2 เหตุการณ์ดังกล่าวได้ตามสมการที่ 5.27-5.29

$$\begin{aligned}\lambda_{i,utility} &= \lambda_i + \lambda_{e,utility} \left( \frac{U_i}{8760} \right) \\ &= \lambda_i + \lambda_{e,utility} \left( \frac{\lambda_i r_i}{8760} \right)\end{aligned}\quad (5.27)$$

$$\begin{aligned}U_{i,utility} &= U_1 \left( 1 - \left( \frac{U_{e,utility}}{8760} \right) \right) + U_2 \left( \frac{U_{e,utility}}{8760} + P_0 \right) \\ &= \lambda_i s \left( 1 - \left( \frac{\lambda_{e,utility} r_{e,utility}}{8760} \right) \right) + \lambda_i r_i \left( \frac{\lambda_{e,utility} r_{e,utility}}{8760} \right)\end{aligned}\quad (5.28)$$

$$r_{i,utility} = \frac{U_{i,utility}}{\lambda_{i,utility}} \quad (5.29)$$

โดยที่

$\lambda_i$  คือ อัตราการล้มเหลวเฉลี่ยของอุปกรณ์มินิมัลต์เซตที่  $i$

$r_i$  คือ ระยะเวลาซ่อมแซมเฉลี่ยของอุปกรณ์มินิมัลต์เซตที่  $i$

$s$  คือ ระยะเวลาชีวิตซึ่งจากระบบไฟฟ้าหลักไปยังระบบสำรอง

$\lambda_{e,utility}$  คือ อัตราการล้มเหลวของระบบจากการไฟฟ้าสำหรับสำรองพลังงานไฟฟ้า

$\frac{U_i}{8760} = \frac{\lambda_i r_i}{8760}$  คือ ความน่าจะเป็นที่อุปกรณ์มินิมัลต์เซตที่  $i$  จะล้มเหลว

$P_0$  คือ ความน่าจะเป็นที่จะเกิดความผิดพลาดในการชีวิตของชีวิตอัตโนมัติ

$U_1 = \lambda_i s$  คือ ระยะเวลาเฉลี่ยต่อปีที่ล้มเหลว ณ จุดโหลดของอุปกรณ์มินิมัลต์เซตที่  $i$

ในกรณีที่ระบบจากการไฟฟ้าสำหรับสำรองพลังงานไฟฟ้าไม่เกิดการล้มเหลว

$U_2 = \lambda_i r_i$  คือ ระยะเวลาเฉลี่ยต่อปีที่ล้มเหลว ณ จุดโหลดของอุปกรณ์มินิมัลต์เซตที่

$i$  ในกรณีที่ระบบจากการไฟฟ้าสำหรับสำรองพลังงานไฟฟ้าเกิดการล้มเหลว

$\frac{U_{e,utility}}{8760} = \frac{\lambda_{e,utility} r_{e,utility}}{8760}$  คือ ความน่าจะเป็นที่ระบบจากการไฟฟ้าสำรองจะ

ล้มเหลว

$\lambda_{i,utility}$  คือ อัตราการล้มเหลวเฉลี่ย ณ จุดโหลดของเนื่องจากอุปกรณ์มินิมัลต์เซตที่

$i$  มีระบบจ่ายไฟจากการไฟฟ้าสำหรับสำรองพลังงานไฟฟ้า

$U_{i,utility}$  คือ ระยะเวลาเฉลี่ยต่อปีที่ล้มเหลว ณ จุดโหลดเนื่องจากอุปกรณ์มินิมัลต์เซต

ที่  $i$  มีระบบจากการไฟฟ้าสำหรับสำรองพลังงานไฟฟ้า

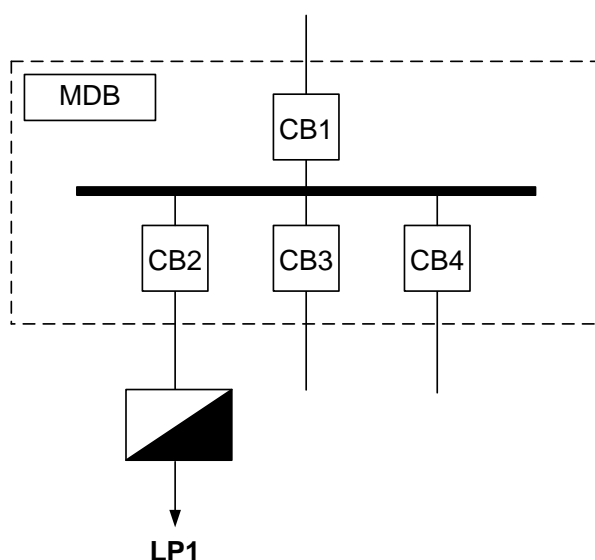
$r_{i,utility}$  คือ ระยะเวลาซ่อมแซมเฉลี่ย ณ จุดโหลดของเนื่องจากอุปกรณ์มินิมัลต์เซตที่

$i$  มีระบบจากการไฟฟ้าสำหรับสำรองพลังงานไฟฟ้า

### 5.3.3.3 การคำนวณดัชนีเหตุการณ์ล้มเหลว ณ จุดโหลดเนื่องจากอุปกรณ์มินิมัลต์เซตที่เป็นบัสบาร์ [2,18]

โดยปกติแล้วอุปกรณ์บัสบาร์ในระบบไฟฟ้าถูกติดตั้งอยู่ในแผงชีวิต (Distribution board: DB) เพื่อใช้ในการเชื่อมต่อระหว่างสายประธานและสายป้อนต่างๆ โดยมีเซอร์กิตเบรกเกอร์เป็นบริภัณฑ์ป้องกันในแต่ละสาย เพราะฉะนั้นในการคำนวณดัชนีเหตุการณ์ล้มเหลว ณ จุด

โหลดนอกจากจะพิจารณาการล้มเหลวของบัสบาร์แล้วต้องพิจารณาถึงเหตุการณ์ที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่อยู่ในแผงสวิตช์ล้มเหลวด้วย เพราะในทางปฏิบัติเหตุการณ์ล้มเหลวประเภทนี้จะเป็นการล้มเหลวแบบแอคทีฟ (Active failure) ถ้าหากเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่อยู่ในแผงสวิตช์ล้มเหลวหรือลัดวงจร จะต้องเปิดวงจรของเซอร์กิตเบรกเกอร์ของวงจรประธาน (Main circuit breaker) เพื่อซ่อมแซมหรือเปลี่ยนเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ล้มเหลวซึ่งจะทำให้บัสบาร์ถูกปิดวงจรไปด้วย ดังนั้นการคำนวณดัชนีของเหตุการณ์นี้จะคำนวณรวมถึงการล้มเหลวของเซอร์กิตเบรกเกอร์ทุกตัวในแผงสวิตช์ด้วย เหตุการณ์ล้มเหลวประเภทนี้สามารถอธิบายได้จากภาพที่ 5.15 ซึ่งเป็นการแสดงการติดตั้งอุปกรณ์ในแผงสวิตช์



ภาพที่ 5.15 แบบจำลองการติดตั้งอุปกรณ์ในแผงสวิตช์

จากภาพที่ 5.15 เมื่อต้องการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด 1 (LP1) นอกจากจะพิจารณาเหตุการณ์ล้มเหลวของอุปกรณ์มีนิมัลคัตเซตอย่างบัสบาร์ เซอร์กิตเบรกเกอร์ 1 และ 2 แล้วยังต้องคำนึงถึงเหตุการณ์ล้มเหลวของเซอร์กิตเบรกเกอร์ 3 และ 4 ด้วย เพราะถ้าเซอร์กิตเบรกเกอร์ 3 และ 4 ล้มเหลว จะต้องเปิดวงจรของเซอร์กิตเบรกเกอร์ 1 เพื่อซ่อมแซมหรือเปลี่ยนเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังกล่าว ซึ่งจะทำให้จุดโหลดที่ 1 ล้มเหลวตามไปด้วย

จากเนื้อหาที่กล่าวไว้ในบทนี้ จะสามารถคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด และดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้าได้ ซึ่งทั้งสองดัชนีจะสามารถถูกนำไปคำนวณร่วมกับค่าใช้จ่ายของผู้ใช้ไฟฟ้าเมื่อเกิดไฟฟ้าดับเพื่อประเมินเป็นอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับได้ ซึ่งจะกล่าวถึงในบทถัดไป

## บทที่ 6

### การประเมินอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับในระบบไฟฟ้า

บทนี้จะกล่าวถึงวิธีการที่ใช้ในการประเมินอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับในระบบไฟฟ้า นอกจากนี้ยังกล่าวถึงแบบจำลองความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ (Customer damage function) ซึ่งเป็นค่าใช้จ่ายของผู้ใช้ไฟฟ้าเมื่อเกิดไฟฟ้าดับที่สำรวจมาจากผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทต่างๆ แบบจำลองดังกล่าวถูกใช้ในการคำนวณอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ

#### 6.1 แบบจำลองความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้า [3,4]

วิทยานิพนธ์นี้เลือกใช้แบบจำลองความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับของสถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปี 2544 สถาบันดังกล่าวได้ทำการศึกษาผลกระทบทางเศรษฐกิจที่เกิดกับผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากไฟฟ้าดับ โดยทำการเก็บข้อมูลความเสียหายจากผู้ใช้ไฟฟ้าหลากหลายประเภทจากพื้นที่ต่างๆผ่านแบบสอบถามโดยวิธีสัมภาษณ์ตรงและอินเทอร์เน็ต และเก็บข้อมูลในรูปแบบของค่าความเสียหายในแต่ละระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับของแต่ละผู้ใช้ไฟฟ้า ข้อมูลดังกล่าวได้ถูกนำมาพัฒนาเป็นแบบจำลองความเสียหายซึ่งแสดงถึงความสัมพันธ์ระหว่างมูลค่าความเสียหายในรูปแบบของจำนวนเงิน (บาท) ต่อกำลังไฟฟ้าสูงสุด (kW-peak) กับระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับโดยแยกตามประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าและตามพื้นที่ต่างๆ รายละเอียดของแต่ละแบบจำลองจะสามารถสรุปได้ดังนี้

##### 1. แบบจำลองความเสียหายตามโครงสร้างค่าไฟฟ้า

แบบจำลองชนิดนี้จะแบ่งตามประเภทของผู้ใช้ไฟตามโครงสร้างค่าไฟฟ้าอันประกอบด้วย

ประเภทที่ 1 บ้านอยู่อาศัย

ประเภทที่ 2 กิจกรรมขนาดเล็ก เช่น ร้านขายของ อาคารพาณิชย์ ซึ่งเป็นกิจกรรมที่มีการใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 30 kW

ประเภทที่ 3 กิจกรรมขนาดกลาง คือ กิจกรรมที่มีการใช้ไฟฟ้าตั้งแต่ 30 kW ขึ้นไป แต่ไม่เกิน 2,000 kW

ประเภทที่ 4 กิจกรรมขนาดใหญ่ คือ กิจกรรมที่มีการใช้ไฟฟ้ามากกว่า 2,000 kW

ประเภทที่ 5 ธุรกิจเฉพาะอย่าง คือ ธุรกิจภัตตาคาร โรงแรมและห้างสรรพสินค้า เป็นต้น

ประเภทที่ 6 หน่วยงานราชการและองค์กรไม่แสวงหากำไร

นอกจากนี้ผู้ใช้ไฟแต่ละประเภทในแบบจำลองนี้ยังแบ่งตามพื้นที่การจ่ายไฟของการไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคอีกด้วย

2. แบบจำลองความเสียหายของผู้ใช้ไฟในนิคมอุตสาหกรรม โดยจะแบ่งตามพื้นที่การจ่ายไฟของการไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

3. แบบจำลองความเสียหายตาม Thai Standard Industrial Classification (TSIC) ผู้ใช้ไฟประเภทต่างๆตาม TSIC ที่ใช้ในการสร้างแบบจำลองนี้จะถูกแสดงได้ดังตารางที่ 6.5 นอกจากนี้แบบจำลองนี้ยังแบ่งตามพื้นที่การจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ตารางที่ 6.1 ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าตาม Thai Standard Industrial Classification (TSIC)

TSIC	ประเภทผู้ใช้
31	การผลิตอาหาร เครื่องดื่มและยาสูบ
32	การผลิตสิ่งทอสิ่งถัก เครื่องแต่งกายหนังสัตว์ และผลิตภัณฑ์หนังสัตว์
33	การผลิตไม้และผลิตภัณฑ์จากไม้ รวมถึงเครื่องเรือน
34	การผลิตกระดาษและผลิตภัณฑ์กระดาษ การพิมพ์และการพิมพ์โฆษณา
35	การผลิตเคมีภัณฑ์และผลิตภัณฑ์เคมี น้ำมันปิโตรเลียม ถ่านหิน ยาง และพลาสติก
36	การผลิตผลิตภัณฑ์จากแร่โลหะ ยกเว้นผลิตภัณฑ์จากปิโตรเลียมและถ่านหิน
37	อุตสาหกรรมโลหะขั้นมูลฐาน
38	การผลิตผลิตภัณฑ์โลหะ เครื่องจักรและอุปกรณ์
39	อุตสาหกรรมการผลิตอื่นๆ

4. แบบจำลองความเสียหายของโรงงานอุตสาหกรรมใหญ่ เนื่องจากโรงงานอุตสาหกรรมขนาดใหญ่มักจะได้รับ ความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับในแต่ละครั้งเป็นจำนวนเงินสูงมากจึงมีการจัดทำแบบจำลองชนิดนี้ขึ้น โดยแบ่งตามพื้นที่การจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

วิทยานิพนธ์นี้ประเมินอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าของโรงงานอุตสาหกรรม ดังนั้นจึงเลือกใช้แบบจำลองความเสียหายตาม Thai Standard Industrial Classification (TSIC) เนื่องจากแบบจำลองนี้ได้ระบุประเภทของอุตสาหกรรมซึ่งช่วยให้ผู้ออกแบบสามารถเลือกค่าความเสียหายที่ตรงกับระบบไฟฟ้าของอุตสาหกรรมที่ต้องการออกแบบแบบจำลองดังกล่าวได้ถูกแสดงในตารางที่ 6.2 และ 6.3



ตารางที่ 6.2 แบบจำลองความเสียหาย TSIC ในพื้นที่จ่ายไฟของการไฟฟ้านครหลวง

TSIC	ระยะเวลาไฟฟ้าดับ (Baht/kW-peak)						
	ไฟกระพริบ	1 นาที	30 นาที	1 ชั่วโมง	2 ชั่วโมง	4 ชั่วโมง	8 ชั่วโมง
31	2.34	2.97	32.96	76.43	151.68	305.47	602.69
32	0.55	0.56	21.94	49.52	98.77	199.44	394.68
33	0.00	9.44	20.89	32.37	56.41	102.81	196.93
34	0.13	0.48	14.55	29.13	58.14	116.00	231.58
35	8.11	0.12	2.78	14.00	27.89	55.98	111.54
36	0.00	0.00	19.08	55.71	130.34	241.77	407.87
37	103.39	202.47	31.97	174.73	331.39	645.49	1,289.84
38	0.66	2.72	20.94	51.17	101.04	195.76	392.43
39	0.00	0.00	0.00	128.51	257.03	514.06	1,028.11

ตารางที่ 6.3 แบบจำลองความเสียหาย TSIC ในพื้นที่จ่ายไฟของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

TSIC	ระยะเวลาไฟฟ้าดับ (Baht/kW-peak)						
	ไฟกระพริบ	1 นาที	30 นาที	1 ชั่วโมง	2 ชั่วโมง	4 ชั่วโมง	8 ชั่วโมง
31	6.73	7.30	20.81	34.83	57.18	154.55	249.92
32	10.40	21.37	37.93	52.26	78.67	138.42	232.40
33	6.67	8.36	12.62	24.66	42.27	76.77	148.09
34	3.03	2.95	34.62	55.77	94.30	197.15	367.81
35	3.38	8.25	43.21	59.34	103.74	195.55	355.68
36	0.92	4.83	31.72	43.03	61.63	99.09	172.20
37	1.53	1.96	7.12	67.42	132.89	263.82	525.69
38	7.40	15.22	31.40	48.81	74.55	134.61	244.83
39	0.00	0.00	10.184	33.859	79.704	159.408	318.87

## 6.2 การประเมินอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ (Interrupted energy rate evaluation) [3,4]

จากที่กล่าวข้างต้น อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับคำนวณมาจากค่าความเสียหายจากแบบจำลองความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ โดยคำนวณร่วมกับค่าดัชนีสากลของความเชื่อถือได้และโหลดเฉลี่ยของระบบ ดังนั้น อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับจึงเป็นดัชนีที่บอกถึงมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่จะเกิดขึ้นจริงของระบบ อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ (Interrupted energy rate: IER) เป็นอัตราส่วนระหว่างมูลค่าความเสียหายทั้งหมด (ECOST) และพลังงานที่ไม่สามารถจ่ายได้ (EENS) การคำนวณอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับมี 3 วิธีและมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

### 6.2.1 วิธีระบุเหตุขัดข้อง (Contingency enumeration method: CEM)

วิธีการนี้คำนวณ ECOST และ EENS จากทุกเหตุการณ์ล้มเหลวที่เกิดขึ้น ณ จุดโหลดจากสมการต่อไปนี้

$$\begin{aligned} ECOST_p &= \sum_{j=1}^N ECOST_{j,p} \\ &= \sum_{j=1}^N C_{j,p} L_{av,p} \lambda_{j,p} \quad (\text{Baht/year}) \quad (6.1) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} EENS_p &= \sum_{j=1}^N EENS_{j,p} \\ &= \sum_{j=1}^N L_{av,p} U_{j,p} \quad (\text{kWh/year}) \quad (6.2) \end{aligned}$$

$$IER_p = \frac{ECOST_p}{EENS_p} \quad (\text{Baht/kWh}) \quad (6.3)$$

โดยที่

$C_{j,p}$  คือ ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของเหตุการณ์ล้มเหลวที่  $j$  ณ จุดโหลด  $p$

$L_{av,p}$  คือ โหลดเฉลี่ยที่ต่อ ณ จุดโหลด  $p$

$\lambda_{j,p}$  คือ อัตราการล้มเหลวเฉลี่ย ณ จุดโหลด  $p$  ของเหตุการณ์ที่  $j$

$U_{j,p}$  คือ ระยะเวลาเฉลี่ยต่อปีที่ล้มเหลว ณ จุดโหลด  $p$  ของเหตุการณ์ที่  $j$

$N$  คือ จำนวนเหตุการณ์ล้มเหลวทั้งหมดที่เกิดขึ้น ณ จุดโหลด  $p$

### 6.2.2 วิธีดัชนีพื้นฐาน (Basic indices method: BIM)

วิธีการนี้จะคำนวณ ECOST และ EENS โดยไม่คำนึงถึงเหตุการณ์ล้มเหลวที่เกิดขึ้น ณ จุดโหลด ซึ่งจะคำนวณจากดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดแทน โดยคำนวณจากสมการต่อไปนี้

$$ECOST_p = C_p L_{av,p} \lambda_p \quad (\text{Baht/year}) \quad (6.4)$$

$$EENS_p = L_{av,p} U_p \quad (\text{kWh/year}) \quad (6.5)$$

$$IER_p = \frac{ECOST_p}{EENS_p} \quad (\text{Baht/kWh}) \quad (6.6)$$

โดยที่

$C_p$  คือ ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ ณ จุดโหลด  $p$

$L_{av,p}$  คือ โหลดเฉลี่ยที่ต่อ ณ จุดโหลด  $p$

$\lambda_p$  คือ อัตราการล้มเหลวเฉลี่ย ณ จุดโหลด  $p$

$U_p$  คือ ระยะเวลาเฉลี่ยต่อปีที่ล้มเหลว ณ จุดโหลด  $p$

จากสองวิธีที่กล่าวมาข้างต้น จะสามารถคำนวณหาค่า IER ของระบบได้จาก (6.7)

$$IER_{system} = \frac{\sum_{p=1}^{N_p} ECOST_p}{\sum_{p=1}^{N_p} EENS_p} = \frac{ECOST_{system}}{EENS_{system}} \quad (\text{Baht/kWh}) \quad (6.7)$$

เมื่อ  $N_p$  คือ จำนวนจุดโหลดทั้งหมดในระบบ

### 7.2.3 วิธีดัชนีระบบ (System indices method: SIM)

วิธีการนี้จะคำนวณ ECOST และ EENS จากดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้า ได้แก่ SAIFI และ CAIDI จากสมการต่อไปนี้

$$ECOST_{system} = (C_{CAIDI})(L_{av})(SAIFI) \quad (\text{Baht/year}) \quad (6.8)$$

$$EENS_p = (L_{av})(SAIFI)(CAIDI) \quad (\text{kWh/year}) \quad (6.9)$$

$$IER_{system} = \frac{ECOST_{system}}{EENS_{system}} \quad (\text{Baht/kWh}) \quad (6.10)$$

โดยที่

$C_{CAIDI}$  คือ ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่ระยะเวลาเท่ากับค่า  $CAIDI$

$L_{av}$  คือ โหลดเฉลี่ยของระบบ

เนื่องจากแบบจำลองความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับถูกสำรวจมาจากมูลค่าความเสียหายทั้งระบบของผู้ใช้ไฟฟ้า แต่การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้านั้นพิจารณาที่แต่ละจุดโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้า ดังนั้น วิทยานิพนธ์นี้จึงนำเสนอวิธีการประเมินอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของโหลดวิกฤต โดยตั้งสมมติฐานว่าหากโหลดวิกฤตล้มเหลวจะทำให้ทุกการทำงานของผู้ใช้ไฟฟ้าต้องหยุดชะงัก ตัวอย่างเช่น ถ้าหากโหลดวิกฤตคือศูนย์กลางข้อมูลขององค์กร (Data center) หากโหลดดังกล่าวไม่ได้รับการจ่ายพลังงานไฟฟ้า อาจจะทำให้ระบบคอมพิวเตอร์ในส่วนของฝ่ายการผลิตไม่สามารถดึงข้อมูลของผลิตภัณฑ์จากศูนย์กลางข้อมูลขององค์กรได้ ซึ่งจะทำให้การผลิตของทั้งโรงงานต้องหยุดชะงักได้ ซึ่งมูลค่าความเสียหายของการที่การผลิตของทั้งโรงงานต้องหยุดชะงักนั้นใกล้เคียงกับมูลค่าความเสียหายทั้งระบบของผู้ใช้ไฟฟ้า ดังนั้นจากสมมติฐานดังกล่าวจะสามารถคำนวณอัตราค่าพลังงานไฟฟ้า ณ จุดโหลดวิกฤตโดยใช้แบบจำลองความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับได้ วิทยานิพนธ์นี้ประเมินอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของโหลดวิกฤตด้วยวิธี CEM และ BIM โดยคำนวณ ECOST, EENS และ IER ของแต่ละโหลดวิกฤตจาก (6.1) - (6.3) และ (6.4) - (6.6) ตามลำดับ จากนั้นจะสามารถคำนวณ IER รวมของโหลดวิกฤตได้จาก (6.11)

$$IER_{critical} = \frac{\sum_{p=1}^{N_c} ECOST_{p,critical}}{\sum_{p=1}^{N_c} EENS_{p,critical}} = \frac{ECOST_{critical}}{EENS_{critical}} \quad (\text{Baht/kWh}) \quad (6.11)$$

โดยที่

$ECOST_{p,critical}$  คือ  $ECOST$  ณ จุดโหลดวิกฤต  $p$

$EENS_{p,critical}$  คือ  $EENS$  ณ จุดโหลดวิกฤต  $p$

$ECOST_{critical}$  คือ  $ECOST$  รวมของทุกจุดโหลดวิกฤต  $p$

$EENS_{critical}$  คือ  $EENS$  รวมของทุกจุดโหลดวิกฤต  $p$

$IER_{critical}$  คือ  $IER$  รวมของทุกจุดโหลดวิกฤต  $p$

สำหรับการประเมินอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของทั้งระบบไฟฟ้าสามารถใช้วิธี SIM

## บทที่ 7

### ตัวอย่างการประเมินความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้า

บทนี้จะนำเสนอตัวอย่างการประเมินความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้า โดยแบ่งออกเป็น 2 กรณี คือ กรณีที่ 1 ได้ดัดแปลงระบบไฟฟ้าแห่งหนึ่งให้อยู่ในรูปแบบต่างๆ จากนั้นจึงประเมินความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ รวมถึงต้นทุนของทุกระบบทดสอบ แล้วเปรียบเทียบและวิเคราะห์ผลการประเมินเพื่อหาระบบที่เหมาะสมที่สุดในการลงทุน กรณีที่ 2 เป็นการแสดงผลการประเมินความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับระบบไฟฟ้าแห่งหนึ่ง

#### 7.1 การทดลองกรณีที่ 1

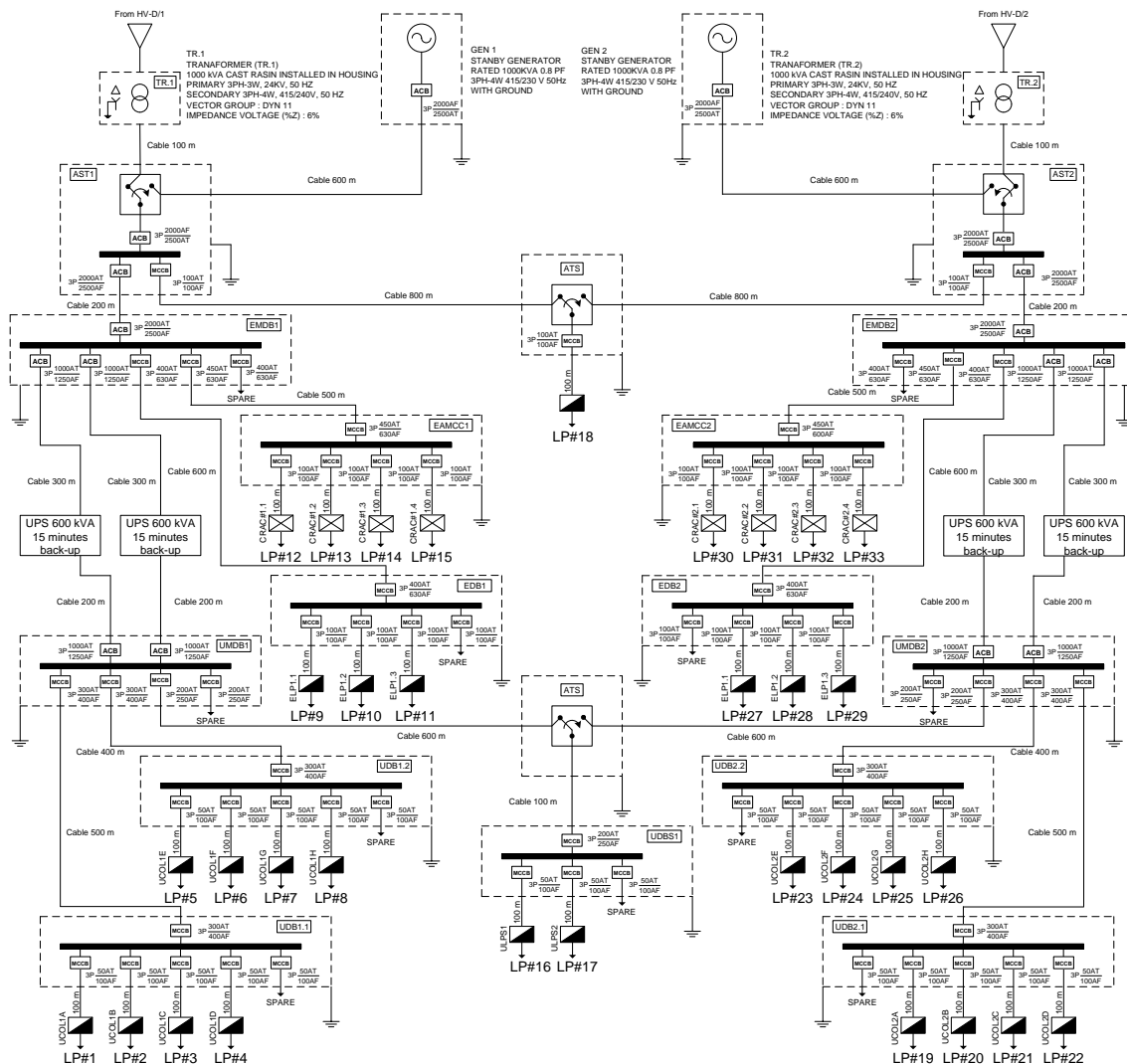
การทดลองนี้ใช้ระบบไฟฟ้าของโรงงานอุตสาหกรรมปิโตรเคมีแห่งหนึ่ง [5] ดังแสดงในภาพที่ 7.1 เมื่อพิจารณาโครงสร้างพื้นฐานของระบบแล้วระบบนี้ถูกจัดอยู่ในโครงสร้างพื้นฐานของระบบที่ 4 แต่ถูกออกแบบให้ไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรอง (N) การทดลองในกรณีนี้จะทำการออกแบบและดัดแปลงระบบให้อยู่ในรูปแบบต่างๆ โครงสร้างพื้นฐานของแต่ละระบบทดสอบถูกแสดงในตารางที่ 7.1

ตารางที่ 7.1 โครงสร้างพื้นฐานของแต่ละระบบทดสอบ

ระบบทดสอบ	โครงสร้างพื้นฐาน	ระบบจ่ายไฟจากการไฟฟ้า	เครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ยูทิลิตี้
1	1	ระบบ	-	N
2	1	ระบบ	N	N
3	2	ระบบ	N+1	N+1
4	3	ระบบ+ระบบ	-	N
5	4	ระบบ+ระบบ	N	N
6*	4	ระบบ+ระบบ	N	N+1
7	4	ระบบ+ระบบ	N+1	N+1

\*ระบบที่ 6 คือระบบไฟฟ้าของโรงงานอุตสาหกรรมปิโตรเคมี

ข้อกำหนดที่ใช้ในการดัดแปลงระบบ คือ จะต้องมียูพีเอสอย่างน้อย N อุปกรณ์สำหรับจ่ายพลังงานไฟฟ้าแก่อุปกรณ์คอมพิวเตอร์เมื่อเกิดไฟดับหรือไฟตกเพื่อป้องกันอุปกรณ์คอมพิวเตอร์ปิดตัวลงอย่างกะทันหันซึ่งอาจจะทำให้ข้อมูลสำคัญสูญหายได้



ภาพที่ 7.1 แผนภาพเส้นเดี่ยวของระบบไฟฟ้าของการทดลองกรณีนี้ 1

สำหรับความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ต่างๆในระบบจากมาตรฐาน IEEE Std 493™-2007 [2] ได้แสดงในตารางที่ 7.2 และรายละเอียดของโหลดในแต่ละจุดโหลดในระบบได้แสดงในตารางที่ 7.3 สำหรับแบบจำลองความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้า (CDF) ที่ใช้การทดลองกรณีนี้คือแบบจำลอง TSIC35 ซึ่งเป็นแบบจำลองสำหรับอุตสาหกรรมที่เกี่ยวข้องกับเคมีภัณฑ์และน้ำมัน

ปีโตรเลียม โดยเลือกแบบจำลองในพื้นที่จ่ายไฟของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค แบบจำลองดังกล่าวได้แสดงในตารางที่ 7.4 และภาพที่ 7.2

ตารางที่ 7.2 ความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ในระบบสำหรับการทดลองกรณีที่ 1

อุปกรณ์	$\lambda$ (ครั้ง/ปี)	r (ชั่วโมง/ครั้ง)
Utility	1.956	1.32
Cast resin transformer (dry type), air cooled, 2000 kVA	0.00061	0.00
Cast resin transformer (dry type), air cooled, 1000 kVA	0.00042	0.00
Cable, aboveground, in conduit, $\leq$ 600 V, per 1000 ft	0.00007	8.00
Switchgear, bare bus, $\leq$ 600 V	0.00949	7.29
Diesel engine generator, unpackaged, 1000 kVA	0.63299	24.05
Diesel engine generator, unpackaged, 2000 kVA	0.63299	24.05
ACB (drawout, metal clad), normally closed, $<$ 600 A	0.00021	6.00
ACB (drawout, metal clad), normally closed, $>$ 600 A	0.00185	0.50
MCCB (3-phase, fixed), normally closed, $<$ 600 A	0.00002	0.00
MCCB (3-phase, fixed), normally closed, $>$ 600 A	0.00001	0.00
ATS, OTT, $\leq$ 600 A	0.03187	1.64
ATS, OTT $>$ 600 A	0.0858	5.74
UPS	0.00938	2.00
Load center, switch gear control	0.01962	1.27

ตารางที่ 7.3 รายละเอียดของโหลดในแต่ละจุดโหลดของการทดลองกรณีที่ 1

จุดโหลด	อุปกรณ์	จำนวน อุปกรณ์ ทั้งหมด	จำนวน อุปกรณ์ที่ ล้มเหลว	กำลังไฟฟ้า	L.F.
LP#1 - 4	คอมพิวเตอรื	40	40	500 VA/เครื่อง	0.6
LP#5 - 8	คอมพิวเตอรื	40	40	500 VA/เครื่อง	0.6
LP#9	หลอดไฟ FL 36 W, LPF บัลลัสต์	500	500	100 VA/ชุด	0.6

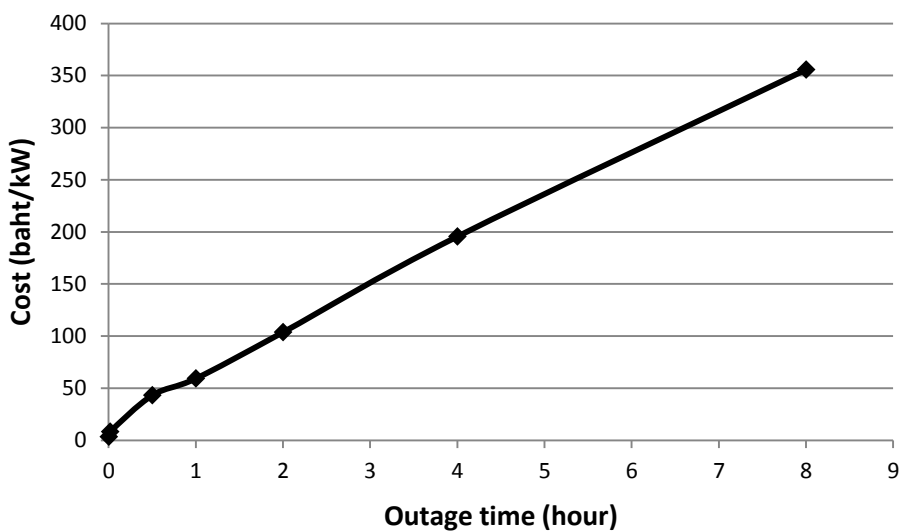
ตารางที่ 7.3 รายละเอียดของโหลดในแต่ละจุดโหลดของการทดลองกรณีนี้ที่ 1 (ต่อ)

จุดโหลด	อุปกรณ์	จำนวน อุปกรณ์ ทั้งหมด	จำนวน อุปกรณ์ที่ ล้มเหลว	กำลังไฟฟ้า	L.F.
LP#10	เต้าเสียบ	250	250	200 VA/ชุด	0.6
LP#11	เครื่องปรับอากาศ 4 TR, 48000 BTU	9	9	6,120 VA/เครื่อง	0.6
LP#12 - 15	มอเตอร์ 3 เฟส, 5 HP	13	13	5,000 VA/เครื่อง	0.6
LP#16 - 17	Data center	40	40	500 VA/เครื่อง	0.8
LP#18	Lift 1000 kg, v = 90 m/min	3	3	1,100 VA/เครื่อง	0.8
	หลอดไฟ FL 36 W, LPF บัลลัสต์	40	40	100 VA/ชุด	0.8
	เครื่องปรับอากาศ 4 TR, 48000 BTU	2	2	6,120 VA/เครื่อง	0.8
LP#19 - 22	คอมพิวเตอร์	40	40	500 VA/เครื่อง	0.6
LP#23 - 26	คอมพิวเตอร์	40	40	500 VA/เครื่อง	0.6
LP#27	หลอดไฟ FL 36 W, LPF บัลลัสต์	500	500	100 VA/ชุด	0.6
LP#28	เต้าเสียบ	250	250	200 VA/ชุด	0.6
LP#29	เครื่องปรับอากาศ 4 TR, 48000 BTU	9	9	6,120 VA/เครื่อง	0.6
LP#30 - 33	มอเตอร์ 3 เฟส, 5 HP	13	13	5,000 VA/เครื่อง	0.6

ตารางที่ 7.4 แบบจำลอง TSIC35 ในพื้นที่จ่ายไฟของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

TSIC	ระยะเวลาไฟฟ้าดับ (Baht/kW-peak)						
	ไฟกระพริบ	1 นาที	30 นาที	1 ชั่วโมง	2 ชั่วโมง	4 ชั่วโมง	8 ชั่วโมง
35	3.38	8.25	43.21	59.34	103.74	195.55	355.68

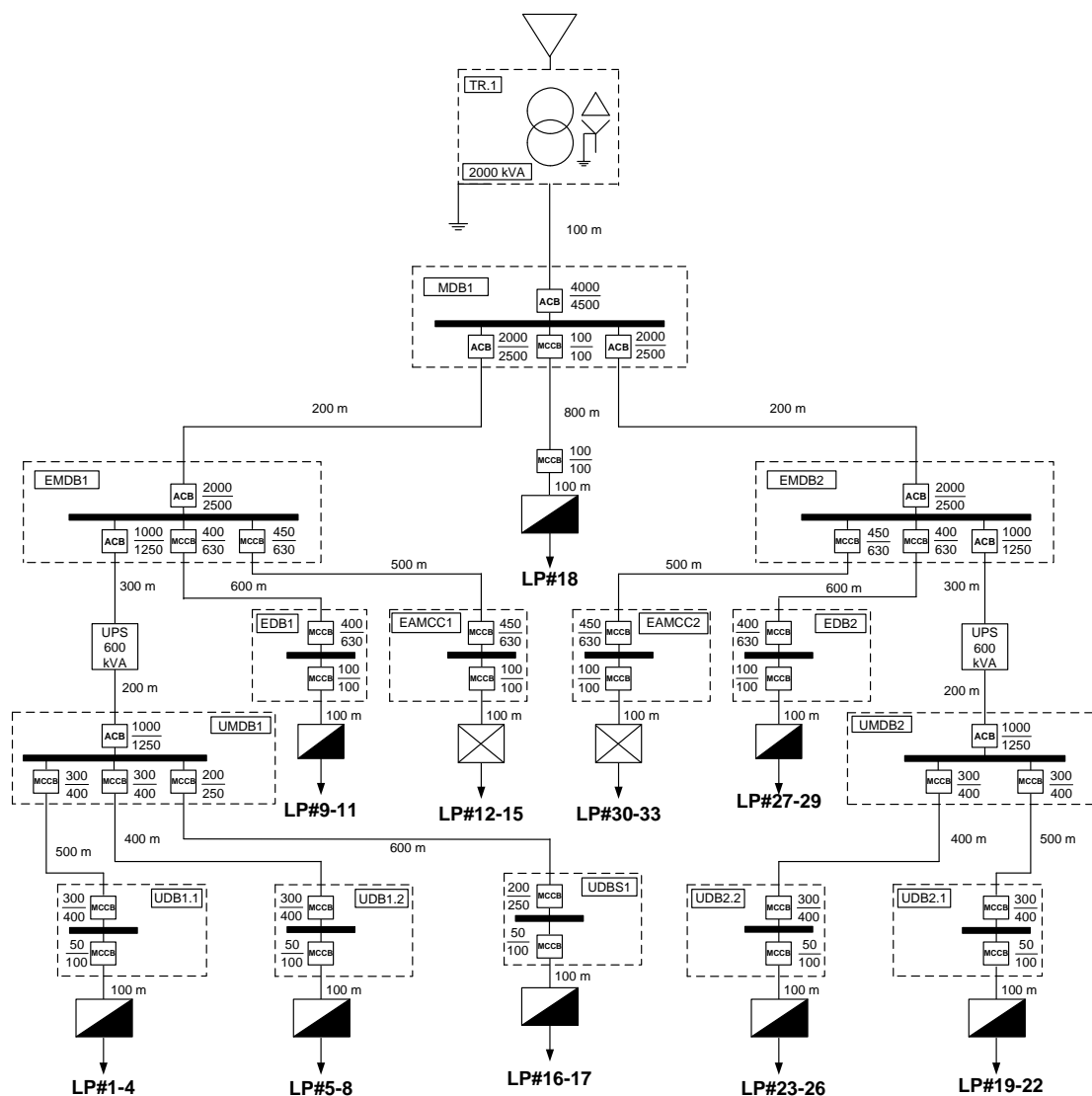




ภาพที่ 7.2 แบบจำลอง TSIC35 ในพื้นที่จ่ายไฟของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

#### 7.1.1 ระบบทดสอบที่ 1

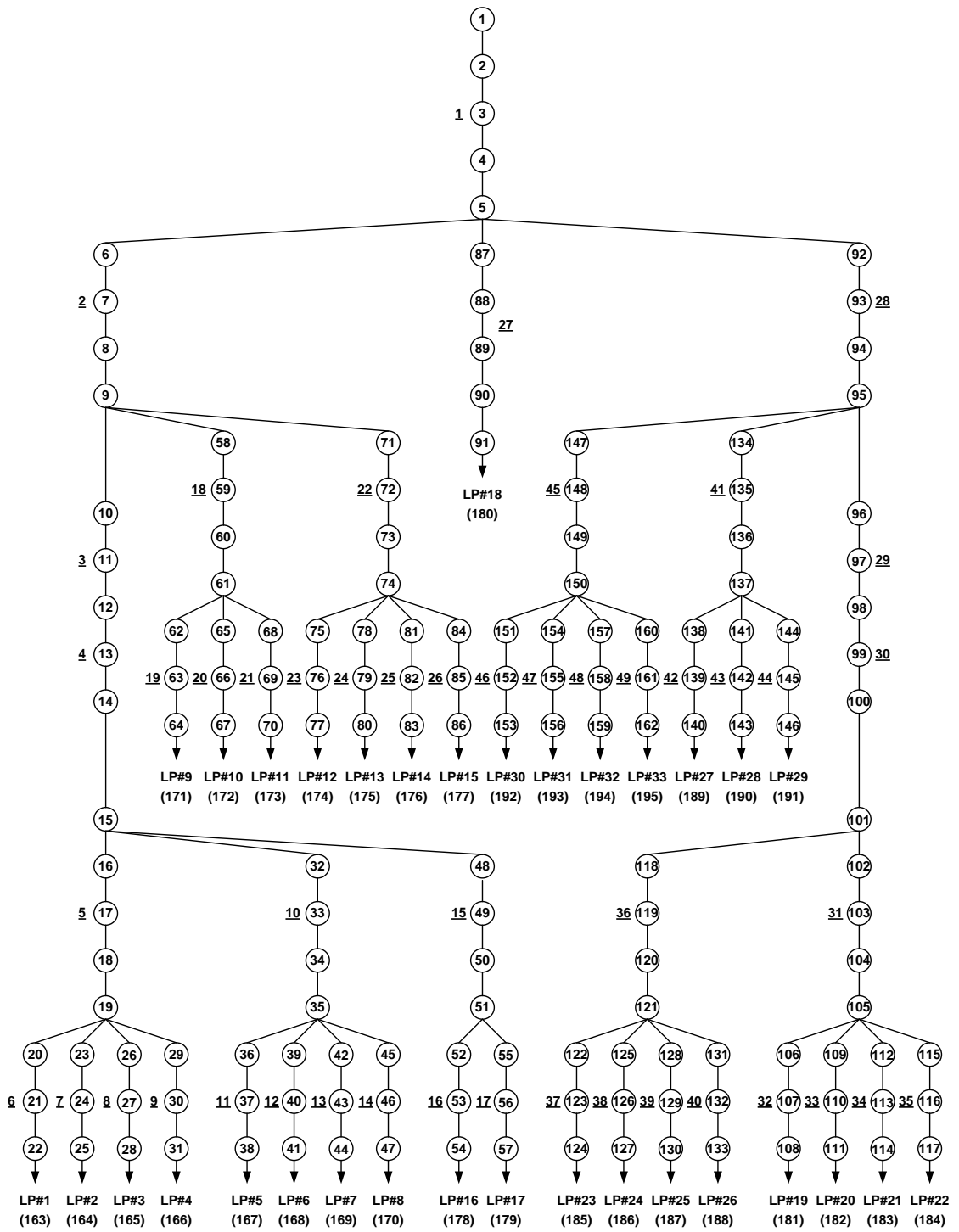
ระบบทดสอบนี้เป็นระบบที่ถูกดัดแปลงให้จัดอยู่ในโครงสร้างพื้นฐานของระบบที่ 1 ที่ถูกออกแบบให้มีแหล่งจ่ายพลังงานสำรองน้อยที่สุดเพื่อช่วยลดค่าใช้จ่าย โดยมีเพียงยูพีเอส N อุปกรณ์ ตามข้อกำหนดในการออกแบบ นอกจากนี้ระบบทดสอบนี้ยังช่วยลดค่าใช้จ่ายของหม้อแปลงไฟฟ้าเนื่องจากระบบทดสอบนี้รับพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าเพียงระบบเดียว แผนภาพเส้นเดียวของระบบทดสอบนี้ถูกแสดงในภาพที่ 7.3



ภาพที่ 7.3 แผนภาพเส้นเดียวของระบบไฟฟ้าของระบบทดสอบที่ 1

จะสังเกตว่าจุดโหลดที่ตั้งอยู่ที่ตู้ศูนย์กลางโหลด (Load center) เดียวกัน เช่น LP#1, LP#2, LP#3 และ LP#4 จะมีดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดที่เท่ากัน เนื่องจากจุดโหลดเหล่านี้มีเส้นทางต่ำสุด (Minimal path set) เหมือนกันจึงทำให้มีอุปกรณ์มินิมัลคัตเซต (Minimal cut set) เหมือนกันด้วย ดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดจึงเท่ากัน ดังนั้นจุดโหลดเหล่านี้จึงถูกแสดงรวมกันเพื่อง่ายในการอธิบาย

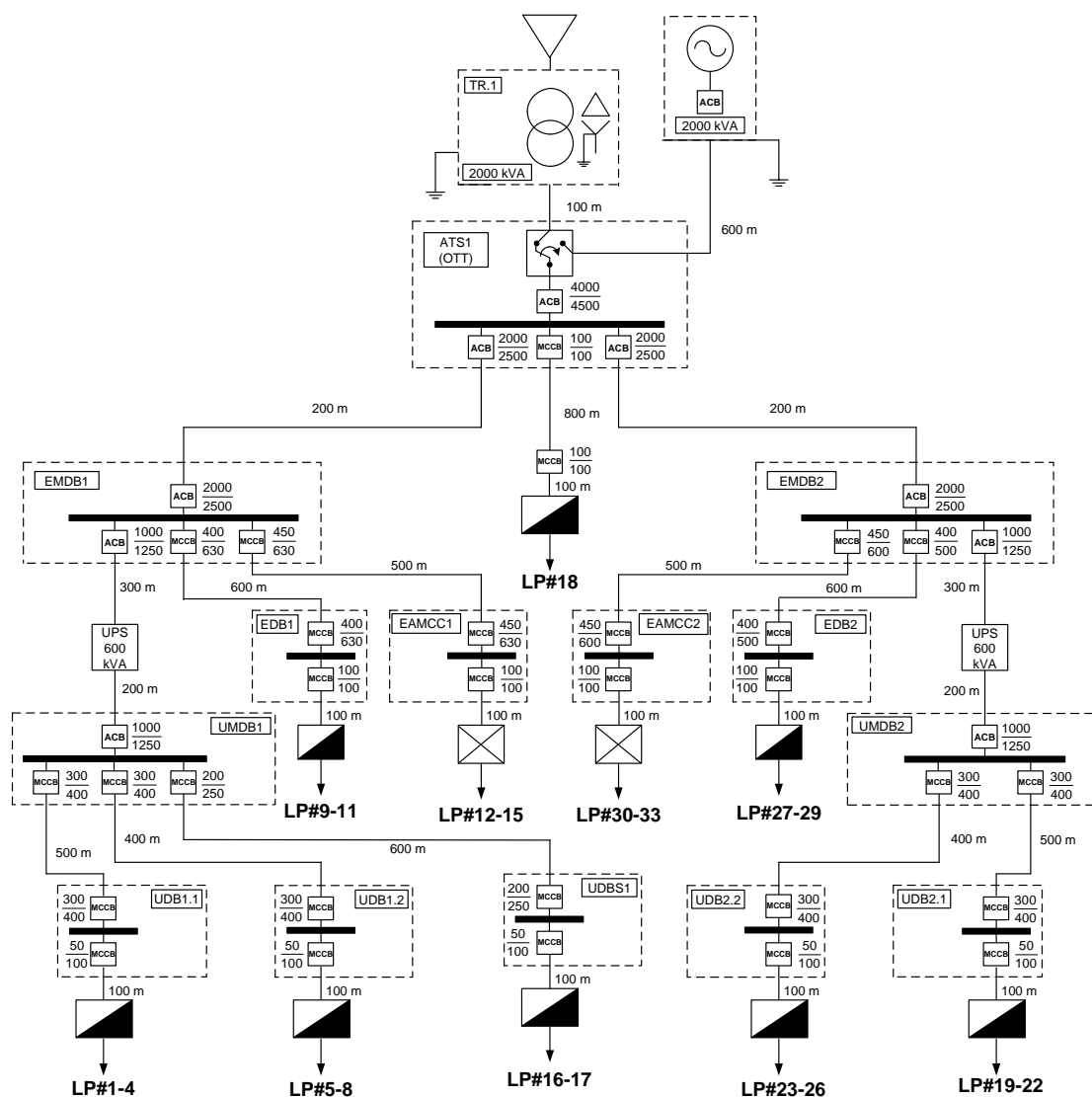
กำหนดหมายเลขให้กับอุปกรณ์ สาขาและจุดโหลดในระบบทดสอบ เพื่อใช้สำหรับหาเส้นทางต่ำสุดและมินิมัลคัตเซต โดยกำหนดให้อุปกรณ์บัสบาร์ เอทีเอส ยูทีเอสและจุดโหลดเป็นจุดปม แผนภาพหมายเลขดังกล่าวสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 7.4



ภาพที่ 7.4 แผนภาพแสดงหมายเลขของอุปกรณ์ของระบบทดสอบที่ 1

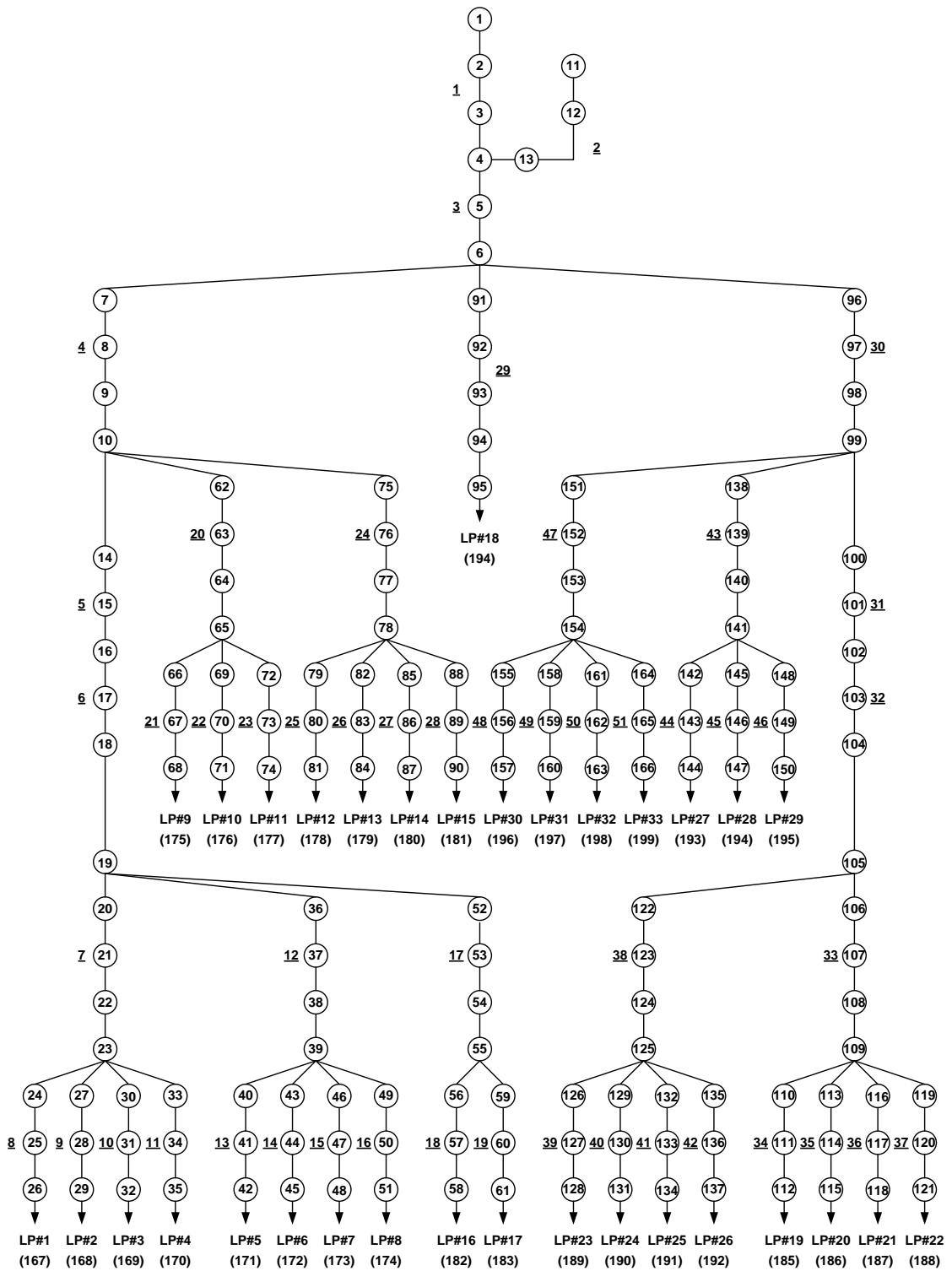
## 7.1.2 ระบบทดสอบที่ 2

ระบบทดสอบนี้เป็นระบบที่ถูกดัดแปลงให้จัดอยู่ในโครงสร้างพื้นฐานของระบบที่ 1 ซึ่งช่วยลดค่าใช้จ่ายของหม้อแปลงไฟฟ้าเนื่องจากระบบนี้รับพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าเพียงระบบเดียว แผนภาพเส้นเดียวของระบบทดสอบนี้ถูกแสดงในภาพที่ 7.5



ภาพที่ 7.5 แผนภาพเส้นเดียวของระบบไฟฟ้าของระบบทดสอบที่ 2

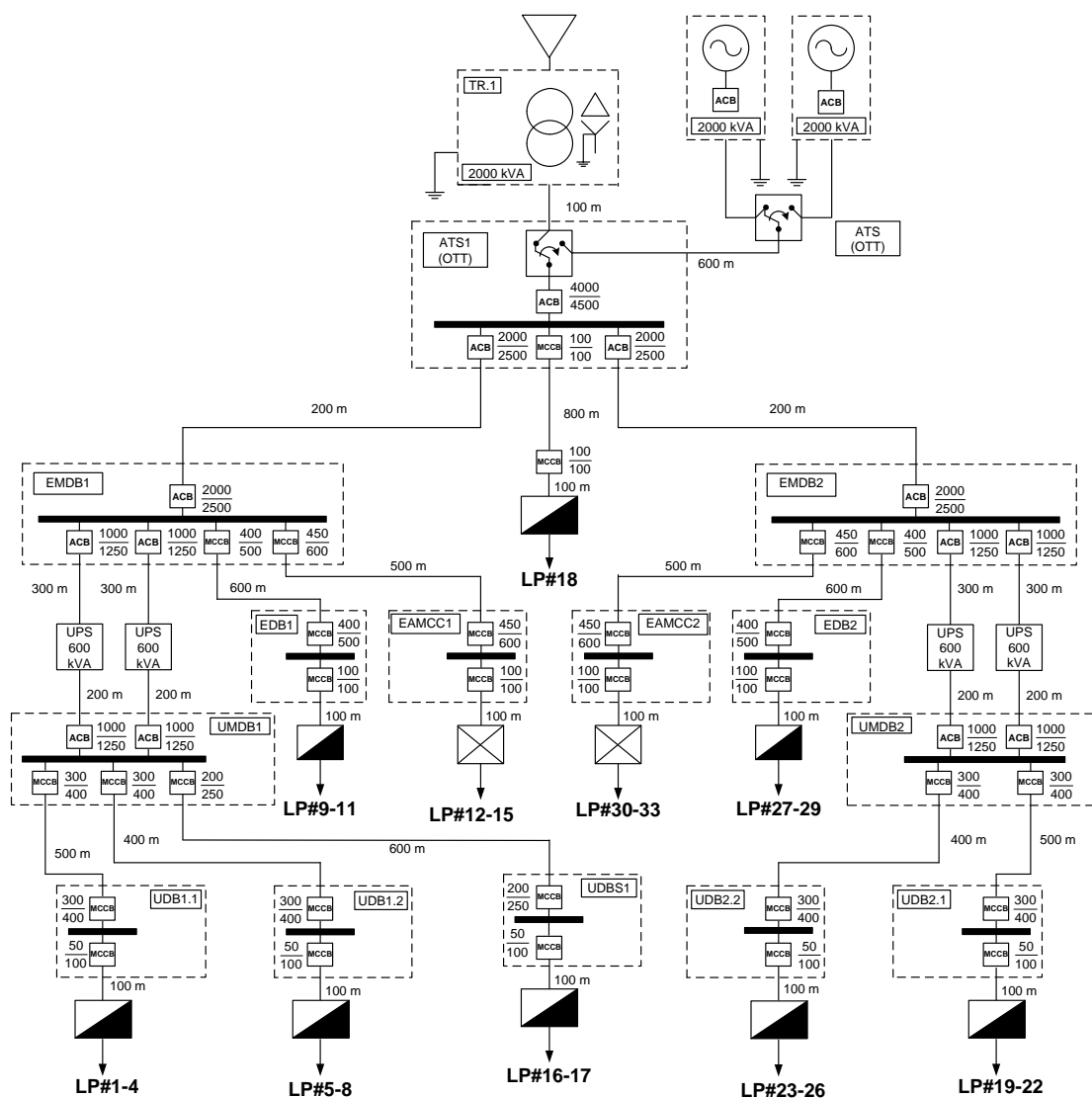
กำหนดหมายเลขให้กับอุปกรณ์ สาขาและจุดโหลดในระบบทดสอบ เพื่อใช้สำหรับหาเส้นทางต่ำสุดและมีนัลคัตเซต โดยกำหนดให้อุปกรณ์บัสบาร์ เอทีเอส ยูพีเอสและจุดโหลดเป็นจุดปม แผนภาพหมายเลขดังกล่าวสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 7.6



ภาพที่ 7.6 แผนภาพแสดงหมายเลขของอุปกรณ์ของระบบทดสอบที่ 2

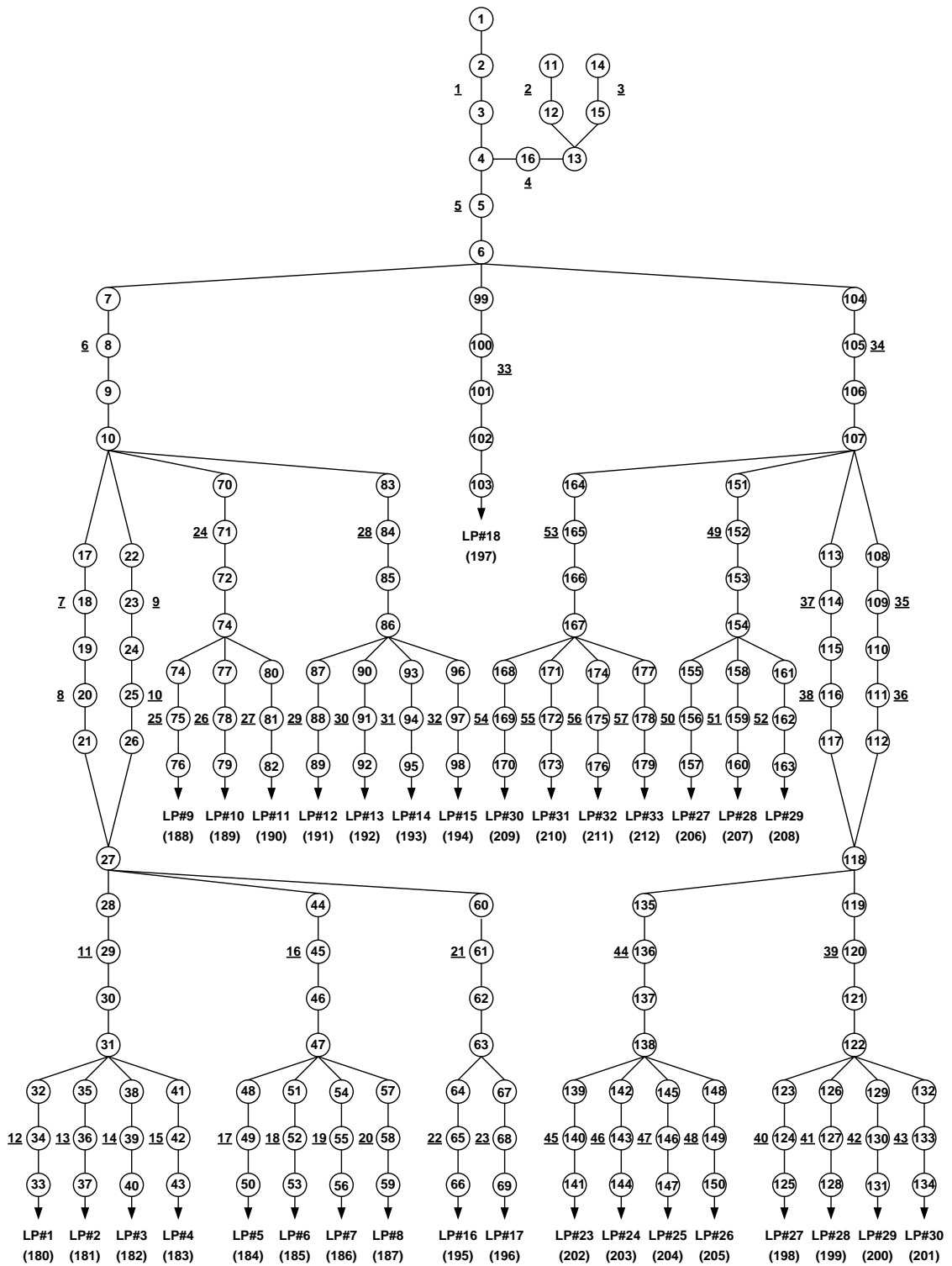
### 7.1.3 ระบบทดสอบที่ 3

ระบบทดสอบนี้เป็นระบบที่ถูกดัดแปลงให้จัดอยู่ในโครงสร้างพื้นฐานของระบบที่ 2 ซึ่งช่วยลดค่าใช้จ่ายของหม้อแปลงไฟฟ้าเนื่องจากระบบทดสอบนี้รับพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าเพียงระบบเดียว แผนภาพเส้นเดียวของระบบทดสอบนี้ถูกแสดงในภาพที่ 7.7



ภาพที่ 7.7 แผนภาพเส้นเดียวของระบบไฟฟ้าของระบบทดสอบที่ 3

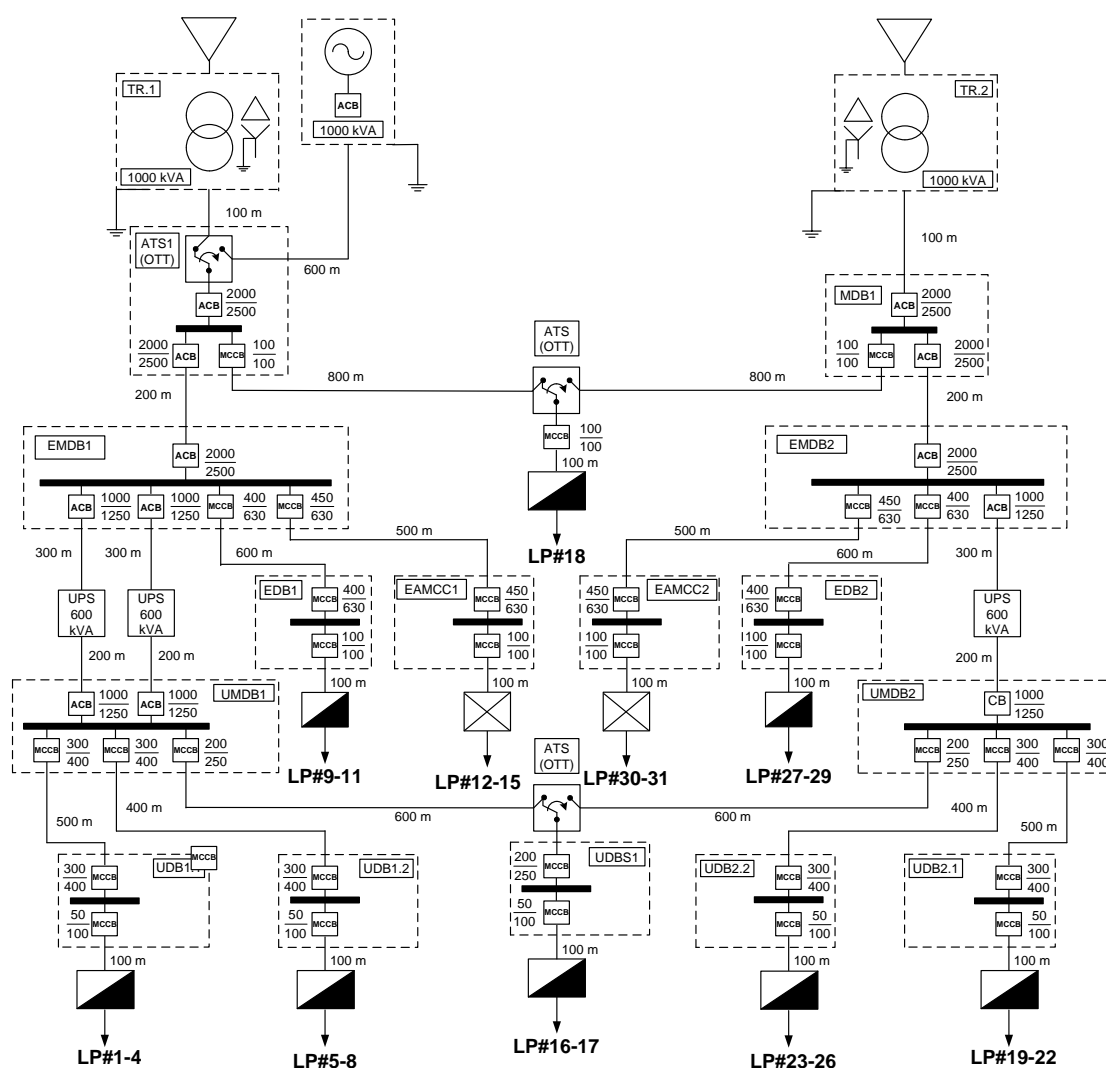
กำหนดหมายเลขให้กับอุปกรณ์ สาขาและจุดโหลดในระบบทดสอบ เพื่อใช้สำหรับหาเส้นทางต่ำสุดและมีนัลคัตเซต โดยกำหนดให้อุปกรณ์บัสบาร์ เอทีเอส ยูพีเอสและจุดโหลดเป็นจุดปม แผนภาพหมายเลขดังกล่าวสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 7.8



ภาพที่ 7.8 แผนภาพแสดงหมายเลขของอุปกรณ์ของระบบทดสอบที่ 3

#### 7.1.4 ระบบทดสอบที่ 4

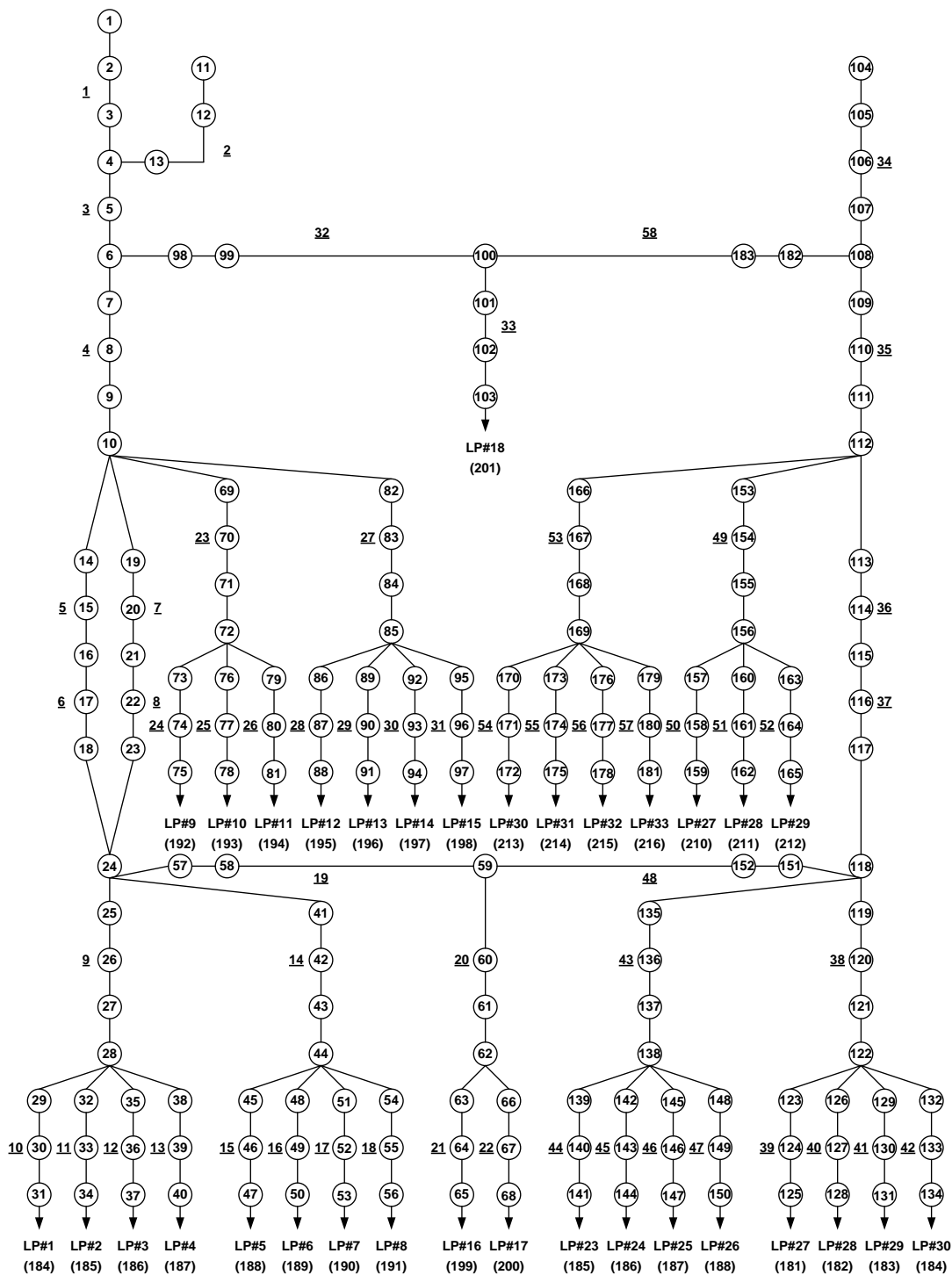
ระบบทดสอบนี้เป็นระบบที่ถูกดัดแปลงให้จัดอยู่ในโครงสร้างพื้นฐานของระบบที่ 3 โดยกำหนดให้ระบบที่รับพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าที่หม้อแปลงไฟฟ้าที่ 2 เป็นระบบสำรองสำหรับโหลดวิกฤต เพราะฉะนั้นระบบสำรองจะถูกออกแบบให้มีแหล่งจ่ายพลังงานสำรองน้อยลงเพื่อช่วยลดค่าใช้จ่าย ซึ่งทำให้สามารถกำหนดได้ว่าโหลดที่ต้องการความเชื่อถือได้ที่ต่ำติดตั้งอยู่ที่ระบบสำรอง ขณะที่โหลดที่ต้องการความเชื่อถือได้ที่สูงติดตั้งอยู่ที่ระบบหลัก แผนภาพเส้นเดียวของระบบทดสอบนี้ถูกแสดงในภาพที่ 7.9



ภาพที่ 7.9 แผนภาพเส้นเดียวของระบบไฟฟ้าของระบบทดสอบที่ 4



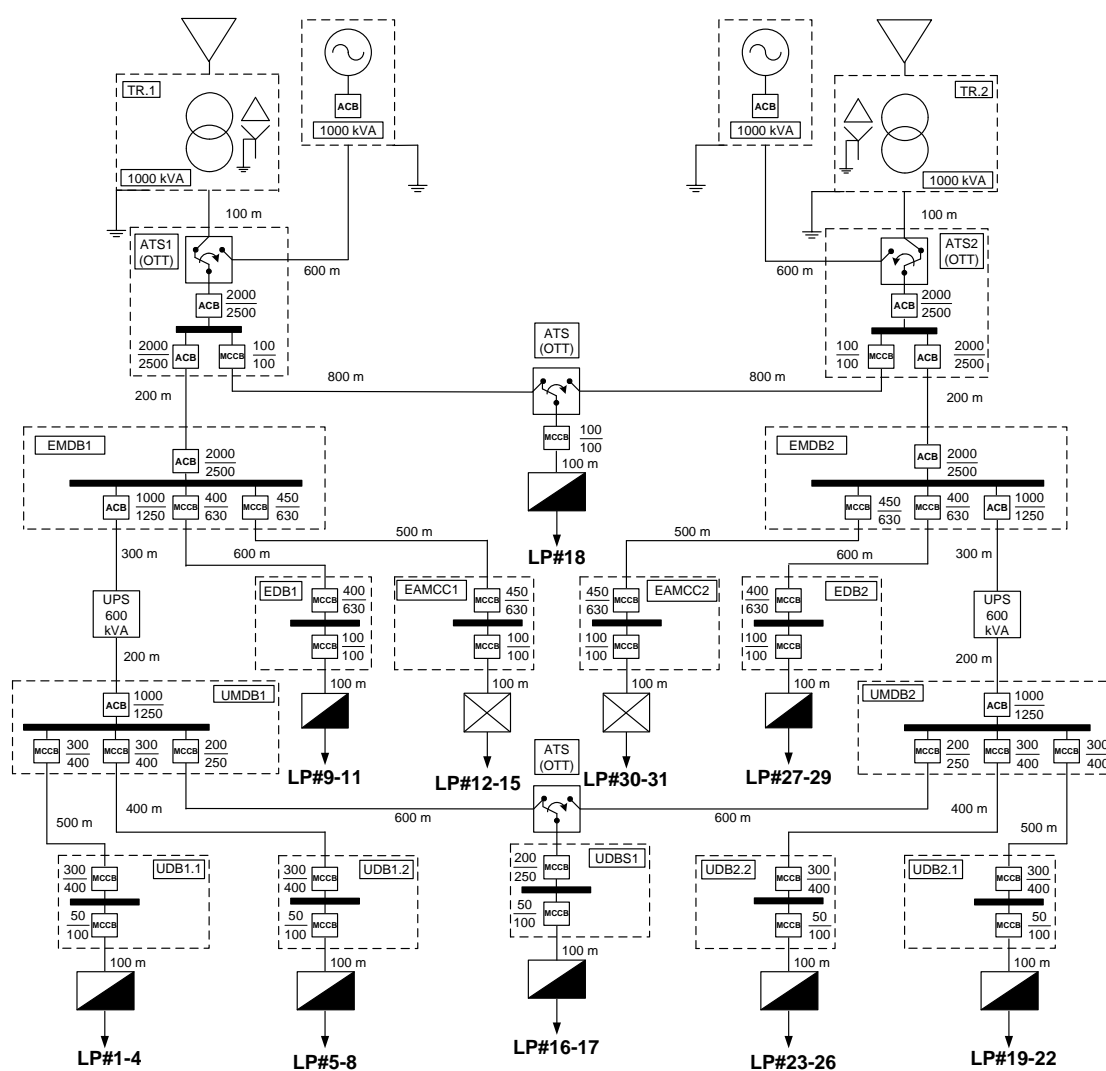
กำหนดหมายเลขให้กับอุปกรณ์ สาขาและจุดโหนดในระบบทดสอบ เพื่อใช้สำหรับหาเส้นทางต่ำสุดและมีนิมัลคัตเซต โดยกำหนดให้อุปกรณ์บัสบาร์ เอทีเอส ยูพีเอสและจุดโหนดเป็นจุดปม แผนภาพหมายเลขดังกล่าวสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 7.10



ภาพที่ 7.10 แผนภาพแสดงหมายเลขของอุปกรณ์ของระบบทดสอบที่ 4

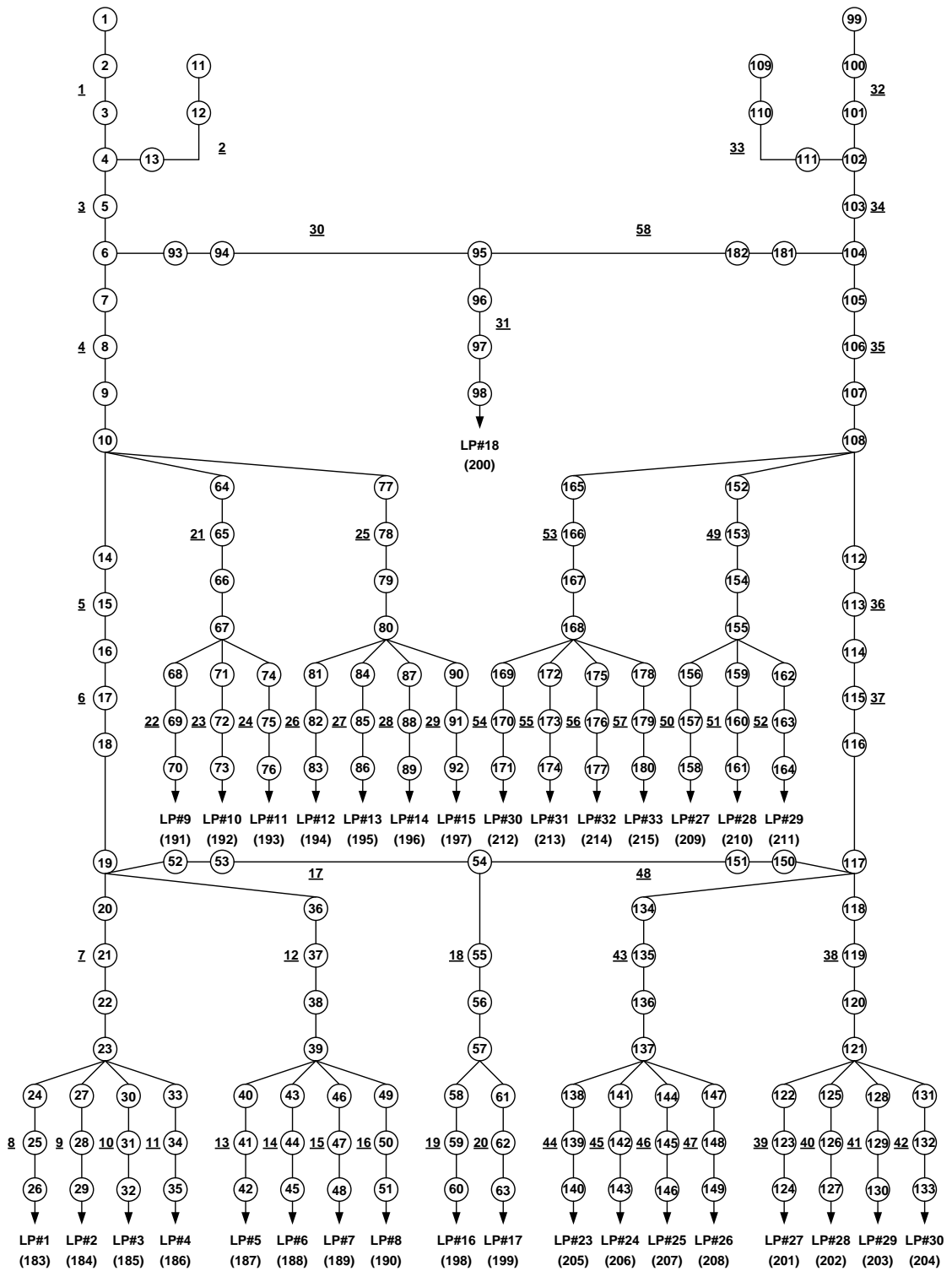
### 7.1.5 ระบบทดสอบที่ 5

ระบบทดสอบนี้เป็นระบบที่ถูกดัดแปลงให้ไม่มียูพีเอสสำรอง (N) เพื่อช่วยลดค่าใช้จ่าย เมื่อพิจารณาโครงสร้างพื้นฐานแล้วระบบทดสอบนี้จัดอยู่ในโครงสร้างพื้นฐานของระบบที่ 4 แต่ไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและยูพีเอสสำรอง (N) แผนภาพเส้นเดียวของระบบทดสอบนี้ถูกแสดงในภาพที่ 7.11



ภาพที่ 7.11 แผนภาพเส้นเดียวของระบบไฟฟ้าของระบบทดสอบที่ 5

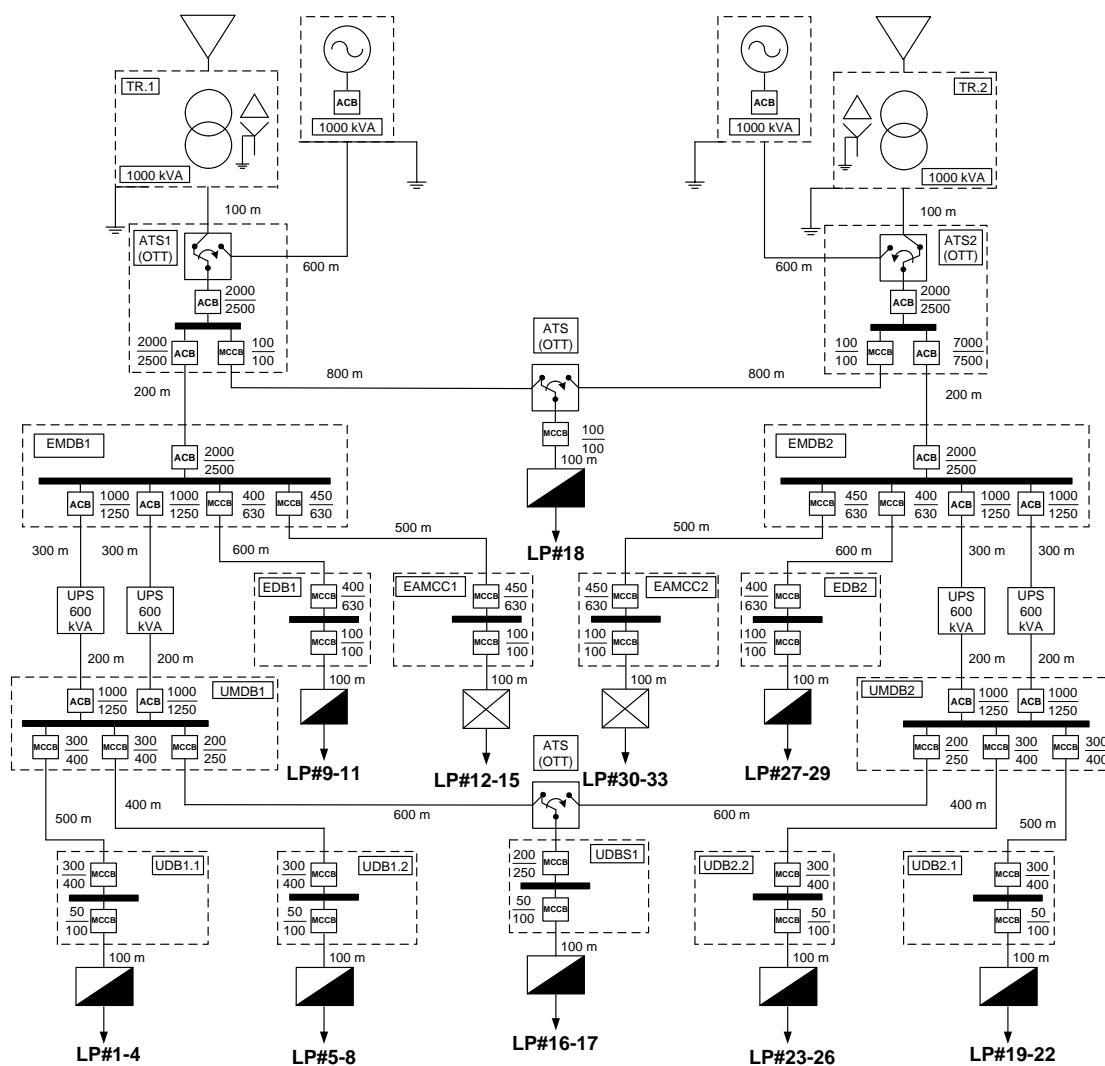
กำหนดหมายเลขให้กับอุปกรณ์ สาขาและจุดโหลดในระบบทดสอบ เพื่อใช้สำหรับหาเส้นทางต่ำสุดและมินิมัลคัตเซต โดยกำหนดให้อุปกรณ์บัสบาร์ เอทีเอส ยูพีเอสและจุดโหลดเป็นจุดปม แผนภาพหมายเลขดังกล่าวสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 7.12



ภาพที่ 7.12 แผนภาพแสดงหมายเลขของอุปกรณ์ของระบบทดสอบที่ 5

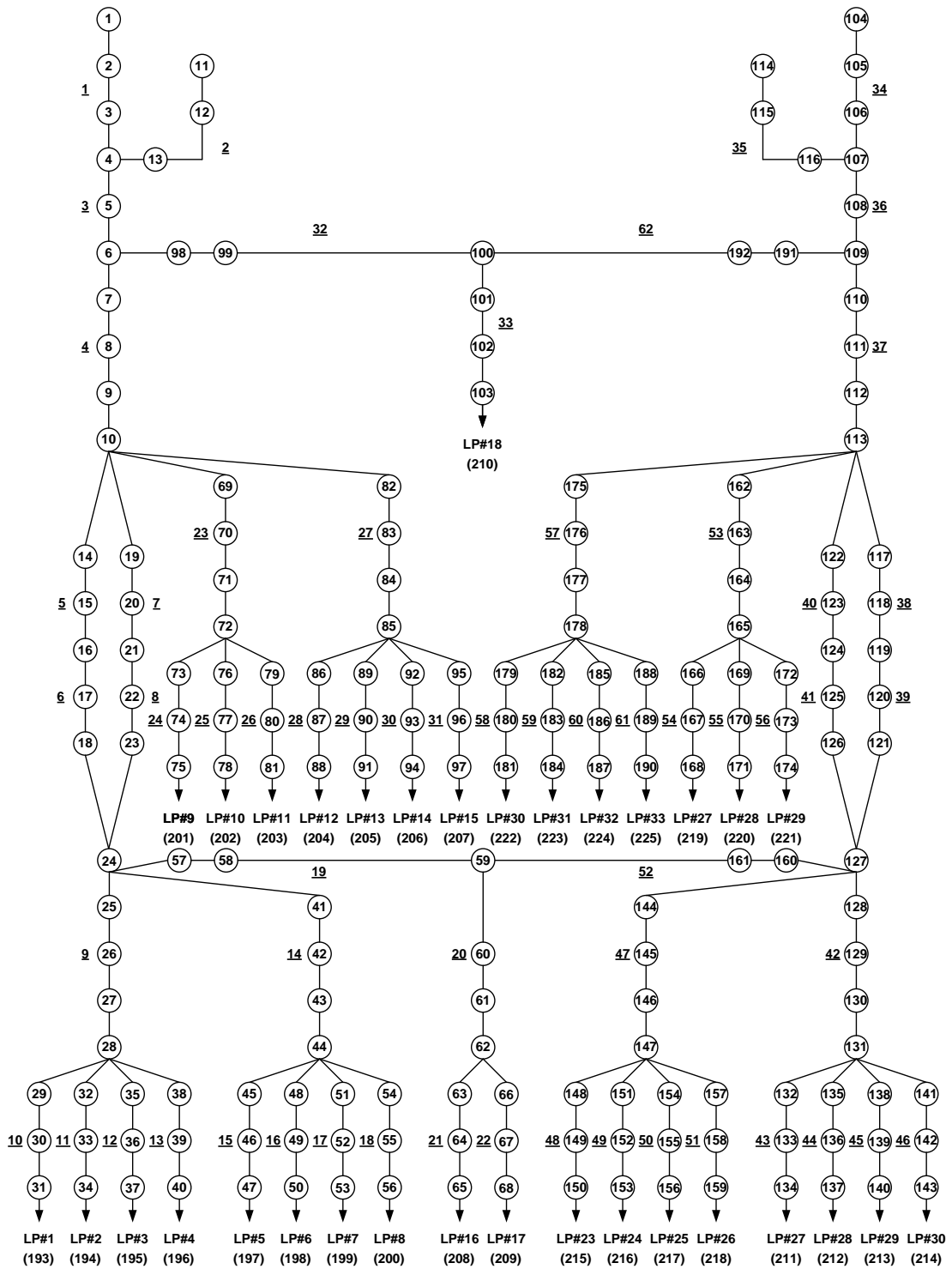
### 7.1.6 ระบบทดสอบที่ 6

ระบบทดสอบนี้เป็นระบบที่ไม่มีการตัดแปลง เมื่อพิจารณาโครงสร้างพื้นฐานแล้วระบบทดสอบนี้จัดอยู่ในโครงสร้างพื้นฐานของระบบที่ 4 โดยมียูพีเอสสำรอง (N+1) แต่ไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรอง (N) แผนภาพเส้นเดียวของระบบทดสอบนี้ถูกแสดงในภาพที่ 7.13



ภาพที่ 7.13 แผนภาพเส้นเดียวของระบบไฟฟ้าของระบบทดสอบที่ 6

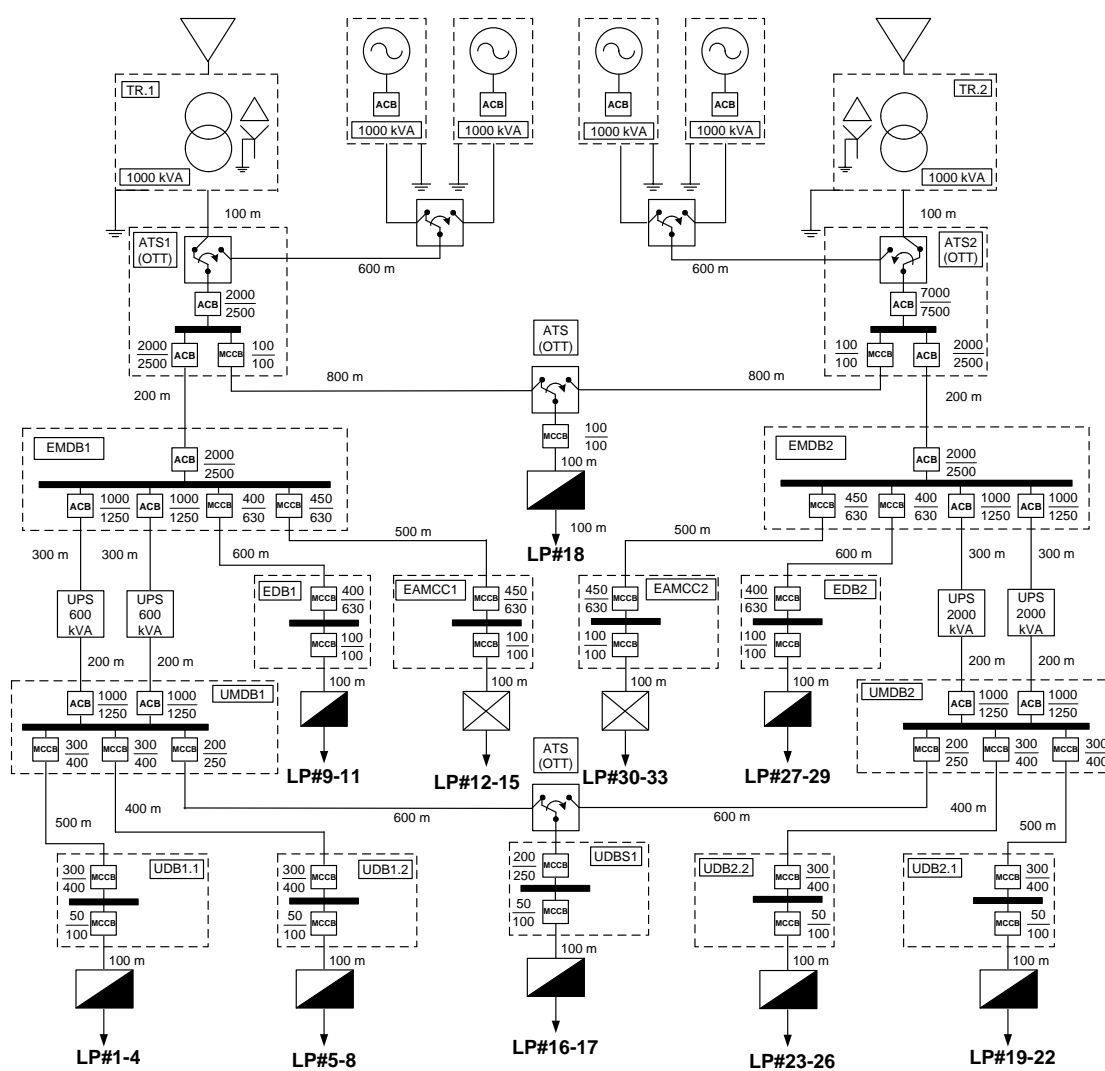
กำหนดหมายเลขให้กับอุปกรณ์ สาขาและจุดโหลดในระบบทดสอบ เพื่อใช้สำหรับหาเส้นทางต่ำสุดและมินิมัลคัตเซต โดยกำหนดให้อุปกรณ์บัสบาร์ เอทีเอส ยูพีเอสและจุดโหลดเป็นจุดปม แผนภาพหมายเลขดังกล่าวสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 7.14



ภาพที่ 7.14 แผนภาพแสดงหมายเลขของอุปกรณ์ของระบบทดสอบที่ 6

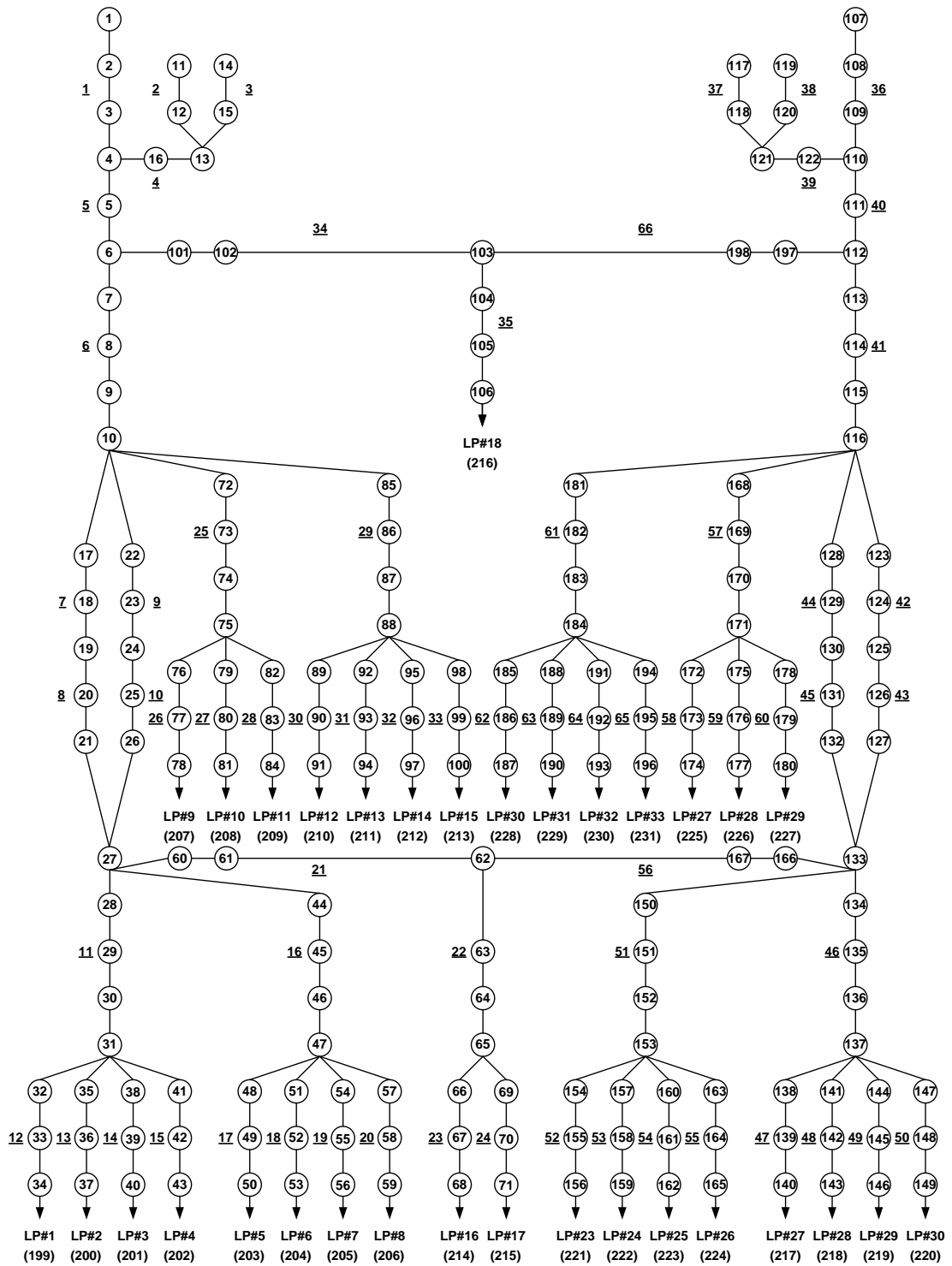
### 7.1.7 ระบบทดสอบที่ 7

ระบบทดสอบนี้เป็นระบบที่ถูกดัดแปลงให้มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรอง (N) เพื่อตรวจสอบความคุ้มค่าในการลงทุนติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่ม เมื่อพิจารณาโครงสร้างพื้นฐานแล้ว ระบบทดสอบนี้จัดอยู่ในโครงสร้างพื้นฐานของระบบที่ 4 แต่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและยูพีเอสสำรอง (N+1) แผนภาพเส้นเดียวของระบบทดสอบนี้ถูกแสดงในภาพที่ 7.15



ภาพที่ 7.15 แผนภาพเส้นเดียวของระบบไฟฟ้าของระบบทดสอบที่ 7

กำหนดหมายเลขให้กับอุปกรณ์ สาขาและจุดโหลดในระบบทดสอบ เพื่อใช้สำหรับหาเส้นทางต่ำสุดและมินิมัลต์เซต โดยกำหนดให้อุปกรณ์บัสบาร์ เอทีเอส ยูพีเอสและจุดโหลดเป็นจุดปม แผนภาพหมายเลขดังกล่าวสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 7.16



ภาพที่ 7.16 แผนภาพแสดงหมายเลขของอุปกรณ์ของระบบทดสอบที่ 7

### 7.1.8 ผลการคำนวณความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ

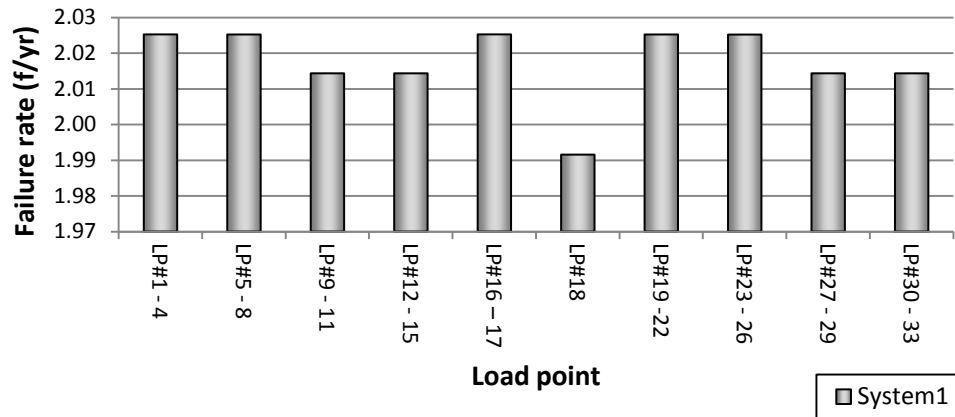
ผลการคำนวณความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับในการทดลองกรณีนี้จะนำเสนอเป็นสองกรณี ได้แก่ ในกรณีแรกผลการคำนวณความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของแต่ละระบบทดสอบ ได้แก่ ความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดและการเปรียบเทียบกันของแต่ละจุดโหลดของดัชนีที่สำคัญอย่างเช่น อัตราการล้มเหลว ( $\lambda$ ), ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปี (U) และความพร้อมมูล (A) นอกจากนี้ยังแสดงความเชื่อถือได้ของผู้ใช้ไฟฟ้า และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของโหลดวิกฤตและระบบ ในกรณีที่สองแสดงการเปรียบเทียบกันของผลการคำนวณความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของทุกระบบทดสอบ ได้แก่ การเปรียบเทียบกันของดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดที่สำคัญ ความเชื่อถือได้ของผู้ใช้ไฟฟ้า และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของโหลดวิกฤตและระบบซึ่งรวมถึงมูลค่าความเสียหายทั้งหมด (ECOST) และพลังงานที่ไม่สามารถจ่ายได้ (EENS) ด้วย ซึ่งทั้งสองกรณีมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

#### 7.1.8.1 ผลการคำนวณของแต่ละระบบทดสอบ

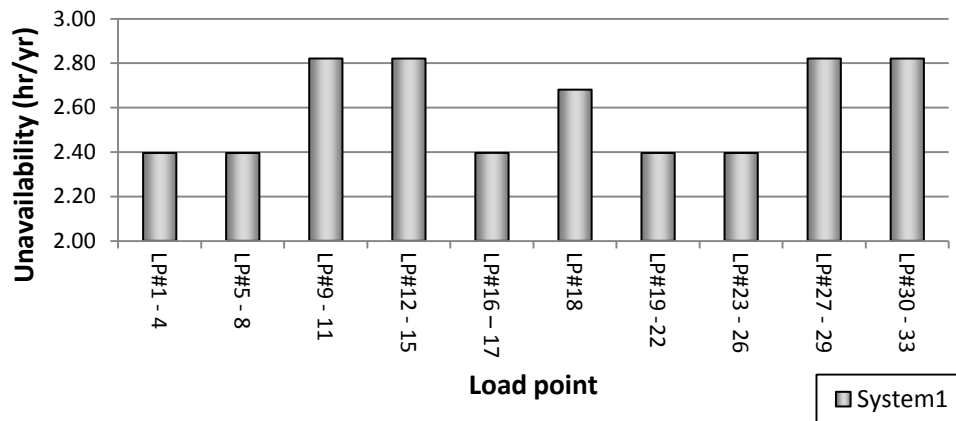
ตารางที่ 7.5 ผลการคำนวณของความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดของระบบทดสอบที่ 1

จุดโหลด	$\lambda$ (ครั้ง/ปี)	r (ชั่วโมง/ครั้ง)	U (ชั่วโมง/ปี)	U	A
LP#1 - 4	2.0252244	1.1828724	2.3955821	0.0002735	0.9997265
LP#5 - 8	2.0252015	1.1827951	2.3953984	0.0002734	0.9997266
LP#9 - 11	2.0143197	1.4003964	2.8208460	0.0000845	0.9996780
LP#12 - 15	2.0143167	1.4003072	2.8206622	0.0003220	0.9996780
LP#16 - 17	2.0252304	1.1830504	2.3959495	0.0003220	0.9997265
LP#18	1.9915397	1.3460097	2.6806318	0.0003060	0.9996940
LP#19 -22	2.0252044	1.1828841	2.3955821	0.0002735	0.9997265
LP#23 - 26	2.0251815	1.1828068	2.3953984	0.0002734	0.9997266
LP#27 - 29	2.0143197	1.4003964	2.8208460	0.0003220	0.9996780
LP#30 - 33	2.0143167	1.4003072	2.8206622	0.0003220	0.9996780

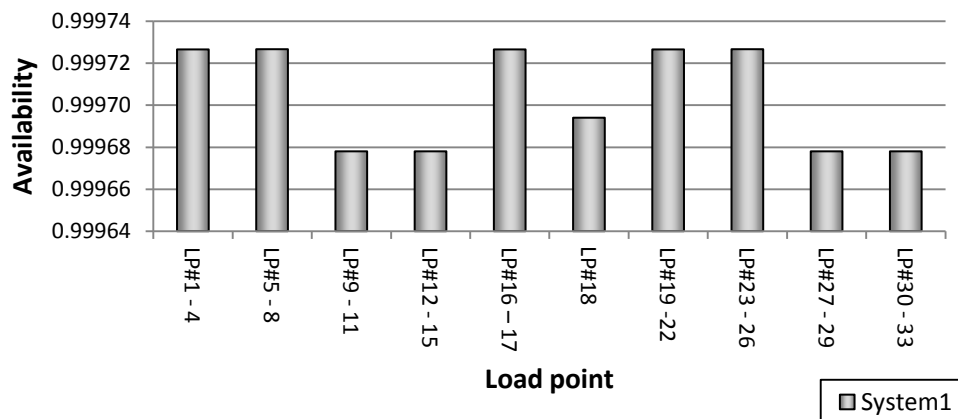




ภาพที่ 7.17 อัตราการล้มเหลวของแต่ละจุดโหลดของระบบทดสอบที่ 1



ภาพที่ 7.18 ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปีของแต่ละจุดโหลดของระบบทดสอบที่ 1



ภาพที่ 7.19 ความพร้อมมูลของแต่ละจุดโหลดของระบบทดสอบที่ 1

ตารางที่ 7.6 ผลการคำนวณของความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้าของระบบทดสอบที่ 1

ดัชนีของความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้า	ผลการคำนวณ
SAIFI (ครั้ง/อุปกรณ์-ปี)	2.0173569
SAIDI (ชั่วโมง/อุปกรณ์-ปี)	2.8395507
CAIFI (ครั้ง/อุปกรณ์-ปี)	2.0173569
CAIDI (ชั่วโมง/ครั้ง)	1.4075599
ASAI	0.9996759
ASUI	0.0003241
ENS (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ปี)	2.5217966
AENS (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/อุปกรณ์-ปี)	0.0010565
ACCI (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/อุปกรณ์-ปี)	0.0010565

ตารางที่ 7.7 ผลการคำนวณของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของโหนดวิกฤตของระบบทดสอบที่ 1

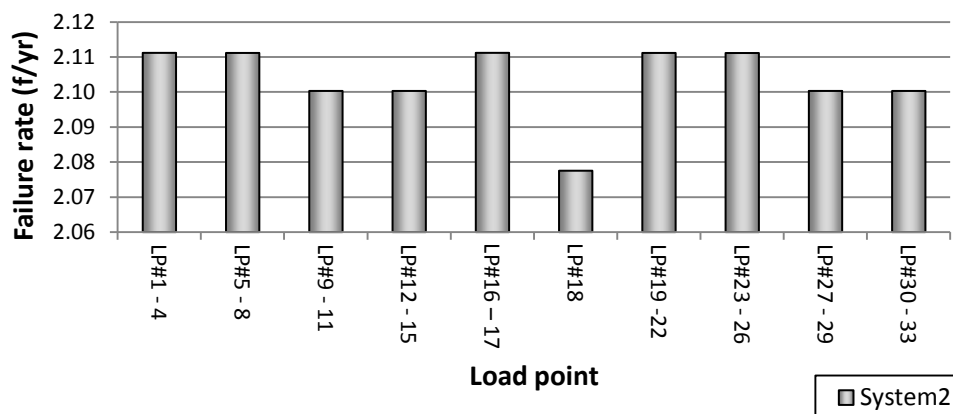
วิธี	ECOST (บาท/ปี)	EENS (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ปี)	IER (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
CEM	14,821.0945	268.2665	55.2476
BIM	14,829.9552	268.2665	55.2807

ตารางที่ 7.8 ผลการคำนวณของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของระบบทดสอบที่ 1

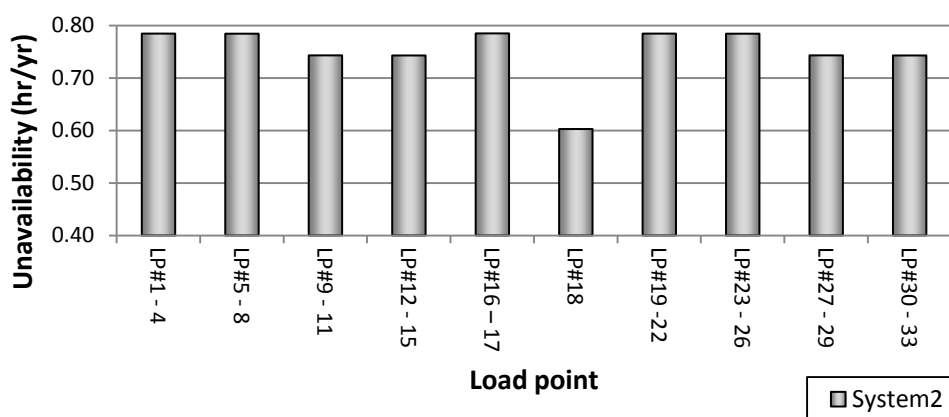
ดัชนี	ECOST (บาท/ปี)	EENS (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ปี)	IER (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
SIM	139,289.1145	2,531.8797	55.0141

ตารางที่ 7.9 ผลการคำนวณของความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดของระบบทดสอบที่ 2

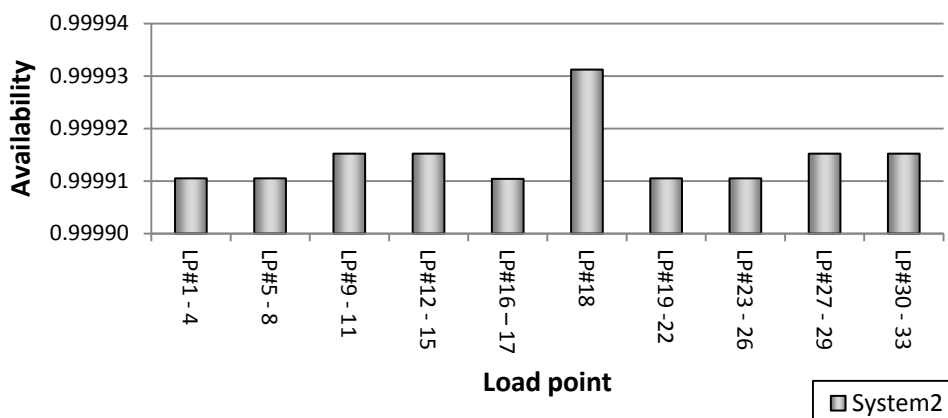
จุดโหลด	$\lambda$ (ครั้ง/ปี)	r (ชั่วโมง/ครั้ง)	U (ชั่วโมง/ปี)	U	A
LP#1 - 4	2.1111767	0.3714583	0.7842142	0.0000895	0.9999105
LP#5 - 8	2.1111537	0.3713754	0.7840305	0.0000895	0.9999105
LP#9 - 11	2.1003068	0.3536509	0.7427754	0.0000848	0.9999152
LP#12 - 15	2.1003039	0.3535639	0.7425917	0.0000848	0.9999152
LP#16 - 17	2.1111826	0.3716314	0.7845816	0.0000896	0.9999104
LP#18	2.0775268	0.2900378	0.6025612	0.0000688	0.9999312
LP#19 - 22	2.1111567	0.3714619	0.7842142	0.0000895	0.9999105
LP#23 - 26	2.1111337	0.3713789	0.7840305	0.0000895	0.9999105
LP#27 - 29	2.1003068	0.3536509	0.7427754	0.0000848	0.9999152
LP#30 - 33	2.1003039	0.3535639	0.7425917	0.0000848	0.9999152



ภาพที่ 7.20 อัตราการล้มเหลวของแต่ละจุดโหลดของระบบทดสอบที่ 2



ภาพที่ 7.21 ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปีของแต่ละจุดโหลดของระบบทดสอบที่ 2



ภาพที่ 7.22 ความพร้อมมูลของแต่ละจุดโหลดของระบบทดสอบที่ 2

ตารางที่ 7.10 ผลการคำนวณของความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้าของระบบทดสอบที่ 2

ดัชนีของความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้า	ผลการคำนวณ
SAIFI (ครั้ง/อุปกรณ์-ปี)	2.1031504
SAIDI (ชั่วโมง/อุปกรณ์-ปี)	0.7526111
CAIFI (ครั้ง/อุปกรณ์-ปี)	2.1031504
CAIDI (ชั่วโมง/ครั้ง)	0.3578494
ASAI	0.9999141
ASUI	0.0000859
ENS (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ปี)	0.6623029
AENS (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/อุปกรณ์-ปี)	0.0002775
ACCI (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/อุปกรณ์-ปี)	0.0002775

ตารางที่ 7.11 ผลการคำนวณของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของโหลดวิกฤตของระบบทดสอบที่ 2

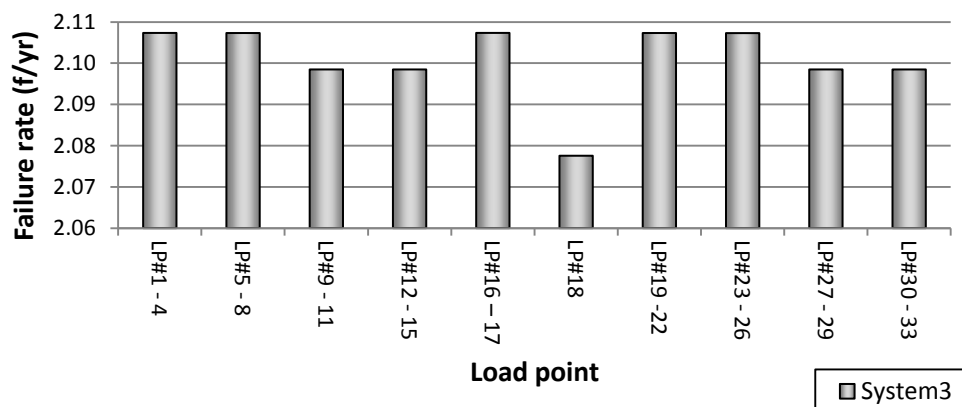
วิธี	ECOST (บาท/ปี)	EENS (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ปี)	IER (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
CEM	3,903.7990	64.6057	60.4250
BIM	6,108.2679	64.6057	94.5469

ตารางที่ 7.12 ผลการคำนวณของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของระบบทดสอบที่ 2

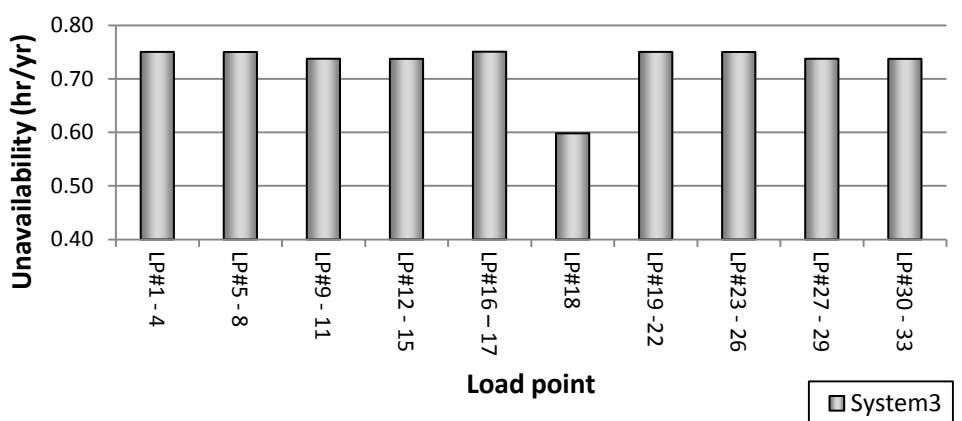
ดัชนี	ECOST (บาท/ปี)	EENS (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ปี)	IER (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
SIM	61,749.0738	671.0642	92.0166

ตารางที่ 7.13 ผลการคำนวณของความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดของระบบทดสอบที่ 3

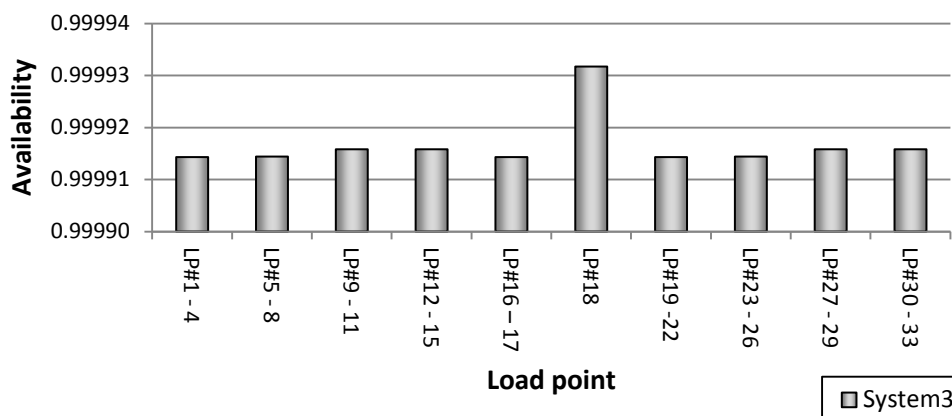
จุดโหลด	$\lambda$ (ครั้ง/ปี)	r (ชั่วโมง/ครั้ง)	U (ชั่วโมง/ปี)	U	A
LP#1 - 4	2.1073389	0.3560525	0.7503233	0.0000857	0.9999143
LP#5 - 8	2.1073159	0.3559692	0.7501396	0.0000856	0.9999144
LP#9 - 11	2.0984824	0.3514580	0.7375284	0.0000842	0.9999158
LP#12 - 15	2.0984795	0.3513709	0.7373447	0.0000842	0.9999158
LP#16 - 17	2.1073448	0.3562259	0.7506907	0.0000857	0.9999143
LP#18	2.0775524	0.2879538	0.5982392	0.0000683	0.9999317
LP#19 - 22	2.1073189	0.3560559	0.7503233	0.0000857	0.9999143
LP#23 - 26	2.1072959	0.3559726	0.7501396	0.0000856	0.9999144
LP#27 - 29	2.0984824	0.3514580	0.7375284	0.0000842	0.9999158
LP#30 - 33	2.0984795	0.3513709	0.7373447	0.0000842	0.9999158



ภาพที่ 7.23 อัตราการล้มเหลวของแต่ละจุดโหลดของระบบทดสอบที่ 3



ภาพที่ 7.24 ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปีของแต่ละจุดโหลดของระบบทดสอบที่ 3



ภาพที่ 7.25 ความพร้อมมูลของแต่ละจุดโหลดของระบบทดสอบที่ 3

ตารางที่ 7.14 ผลการคำนวณของความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้าของระบบทดสอบที่ 3

ดัชนีของความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้า	ผลการคำนวณ
SAIFI (ครั้ง/อุปกรณ์-ปี)	2.1007536
SAIDI (ชั่วโมง/อุปกรณ์-ปี)	0.7387416
CAIFI (ครั้ง/อุปกรณ์-ปี)	2.1007536
CAIDI (ชั่วโมง/ครั้ง)	0.3516555
ASAI	0.9999157
ASUI	0.0000843
ENS (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ปี)	0.6512688
AENS (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/อุปกรณ์-ปี)	0.0002728
ACCI (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/อุปกรณ์-ปี)	0.0002728

ตารางที่ 7.15 ผลการคำนวณของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของโหลดวิกฤตของระบบทดสอบที่ 3

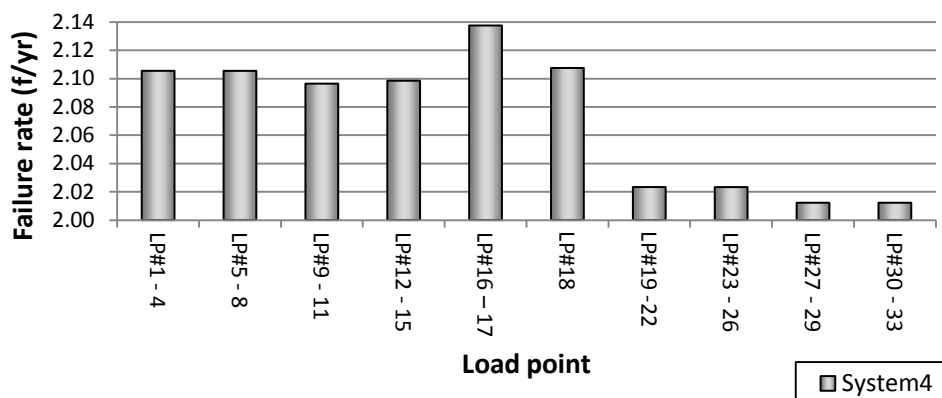
วิธี	ECOST (บาท/ปี)	EENS (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ปี)	IER (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
CEM	3,738.6937	63.2379	59.1211
BIM	6,008.4783	63.2379	95.0139

ตารางที่ 7.16 ผลการคำนวณของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของระบบทดสอบที่ 3

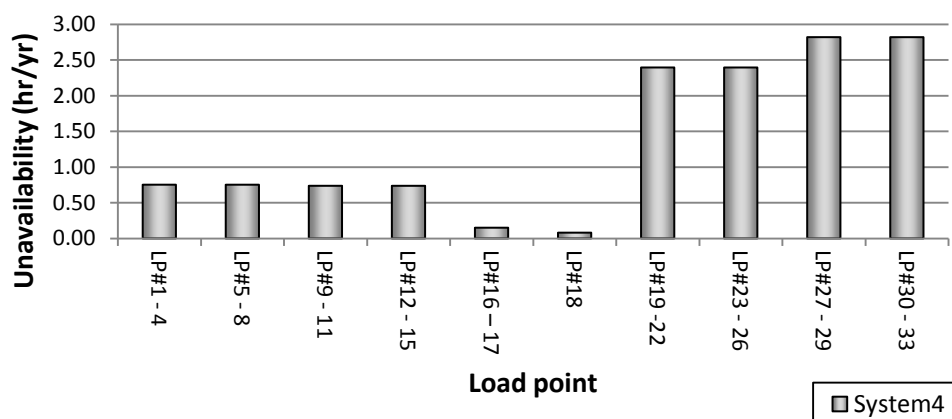
ดัชนี	ECOST (บาท/ปี)	EENS (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ปี)	IER (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
SIM	60,839.5182	658.6974	92.3634

ตารางที่ 7.17 ผลการคำนวณของความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดของระบบทดสอบที่ 4

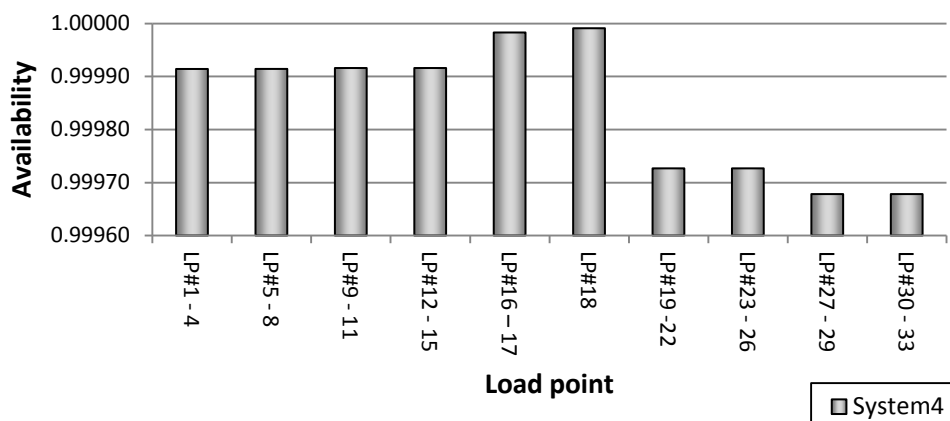
จุดโหลด	$\lambda$ (ครั้ง/ปี)	r (ชั่วโมง/ครั้ง)	U (ชั่วโมง/ปี)	U	A
LP#1 - 4	2.1054730	0.3576412	0.7530038	0.0000860	0.9999140
LP#5 - 8	2.1054500	0.3575578	0.7528201	0.0000859	0.9999141
LP#9 - 11	2.0964168	0.3534244	0.7375284	0.0000842	0.9999158
LP#12 - 15	2.0984795	0.3513709	0.7373447	0.0000842	0.9999158
LP#16 - 17	2.1374989	0.0703469	0.1503664	0.0000172	0.9999828
LP#18	2.1074864	0.0384039	0.0809358	0.0000092	0.9999908
LP#19 - 22	2.0233515	1.1837407	2.3951235	0.0002734	0.9997266
LP#23 - 26	2.0233286	1.1836633	2.3949398	0.0002734	0.9997266
LP#27 - 29	2.0122597	1.4013703	2.8199210	0.0003219	0.9996781
LP#30 - 33	2.0122567	1.4012811	2.8197372	0.0003219	0.9996781



ภาพที่ 7.26 อัตราการล้มเหลวของแต่ละจุดโหลดของระบบทดสอบที่ 4



ภาพที่ 7.27 ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปีของแต่ละจุดโหลดของระบบทดสอบที่ 4



ภาพที่ 7.28 ความพร้อมมูลของแต่ละจุดโหลดของระบบทดสอบที่ 4

ตารางที่ 7.18 ผลการคำนวณของความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้าของระบบทดสอบที่ 4

ดัชนีของความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้า	ผลการคำนวณ
SAIFI (ครั้ง/อุปกรณ์-ปี)	2.0608251
SAIDI (ชั่วโมง/อุปกรณ์-ปี)	1.6383913
CAIFI (ครั้ง/อุปกรณ์-ปี)	2.0608251
CAIDI (ชั่วโมง/ครั้ง)	0.7950172
ASAI	0.9998130
ASUI	0.0001870
ENS (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ปี)	1.3842289
AENS (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/อุปกรณ์-ปี)	0.0005799
ACCI (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/อุปกรณ์-ปี)	0.0005799

ตารางที่ 7.19 ผลการคำนวณของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของโหลดวิกฤตของระบบทดสอบที่ 4

วิธี	ECOST (บาท/ปี)	EENS (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ปี)	IER (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
CEM	1,246.0880	10.1172	123.1650
BIM	2,186.8267	10.1172	216.1489

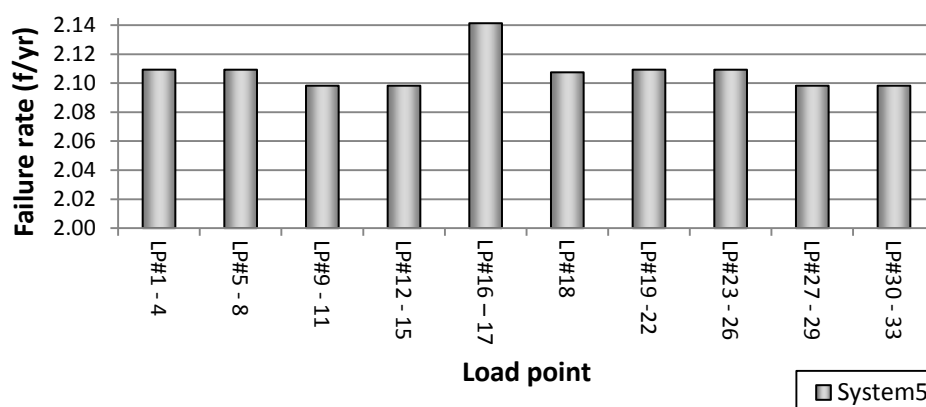
ตารางที่ 7.20 ผลการคำนวณของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของระบบทดสอบที่ 4

ดัชนี	ECOST (บาท/ปี)	EENS (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ปี)	IER (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
SIM	96,887.9426	1,460.8684	66.3222

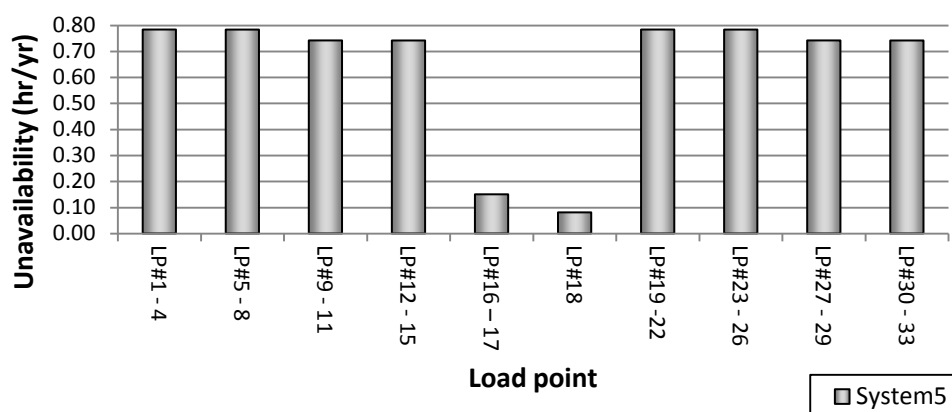


ตารางที่ 7.21 ผลการคำนวณของความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดของระบบทดสอบที่ 5

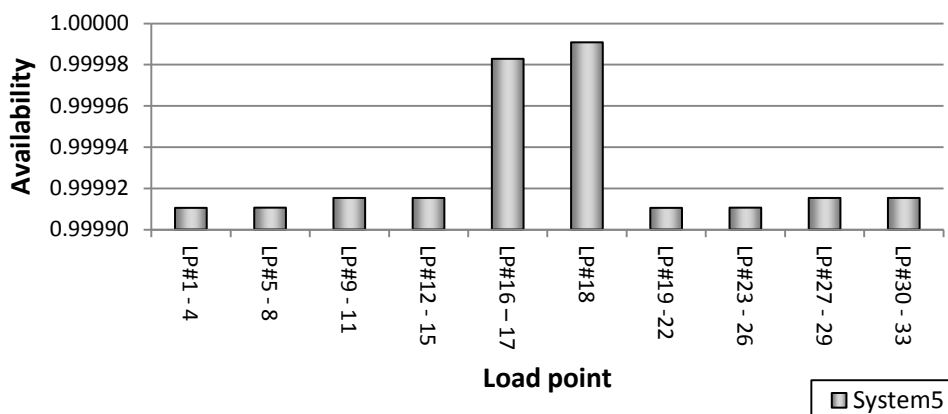
จุดโหลด	$\lambda$ (ครั้ง/ปี)	r (ชั่วโมง/ครั้ง)	U (ชั่วโมง/ปี)	U	A
LP#1 - 4	2.1093267	0.3715649	0.7837517	0.0000895	0.9999105
LP#5 - 8	2.1093037	0.3714818	0.7835680	0.0000894	0.9999106
LP#9 - 11	2.0982668	0.3535536	0.7418498	0.0000847	0.9999153
LP#12 - 15	2.0982639	0.3534665	0.7416660	0.0000847	0.9999153
LP#16 - 17	2.1413664	0.0702438	0.1504178	0.0000172	0.9999828
LP#18	2.1074921	0.0384185	0.0809666	0.0000092	0.9999908
LP#19 - 22	2.1093267	0.3715649	0.7837517	0.0000895	0.9999105
LP#23 - 26	2.1093037	0.3714818	0.7835680	0.0000894	0.9999106
LP#27 - 29	2.0982668	0.3535536	0.7418498	0.0000847	0.9999153
LP#30 - 33	2.0982639	0.3534665	0.7416660	0.0000847	0.9999153



ภาพที่ 7.29 อัตราการล้มเหลวของแต่ละจุดโหลดของระบบทดสอบที่ 5



ภาพที่ 7.30 ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปีของแต่ละจุดโหลดของระบบทดสอบที่ 5



ภาพที่ 7.31 ความพร้อมมูลของแต่ละจุดโหลดของระบบทดสอบที่ 5

ตารางที่ 7.22 ผลการคำนวณของความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้าของระบบทดสอบที่ 5

ดัชนีของความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้า	ผลการคำนวณ
SAIFI (ครั้ง/อุปกรณ์-ปี)	2.1028474
SAIDI (ชั่วโมง/อุปกรณ์-ปี)	0.7207710
CAIFI (ครั้ง/อุปกรณ์-ปี)	2.1028474
CAIDI (ชั่วโมง/ครั้ง)	0.3427595
ASAI	0.9999177
ASUI	0.0000823
ENS (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ปี)	0.6071719
AENS (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/อุปกรณ์-ปี)	0.0002544
ACCI (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/อุปกรณ์-ปี)	0.0002544

ตารางที่ 7.23 ผลการคำนวณของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของโหลดวิกฤตของระบบทดสอบที่ 5

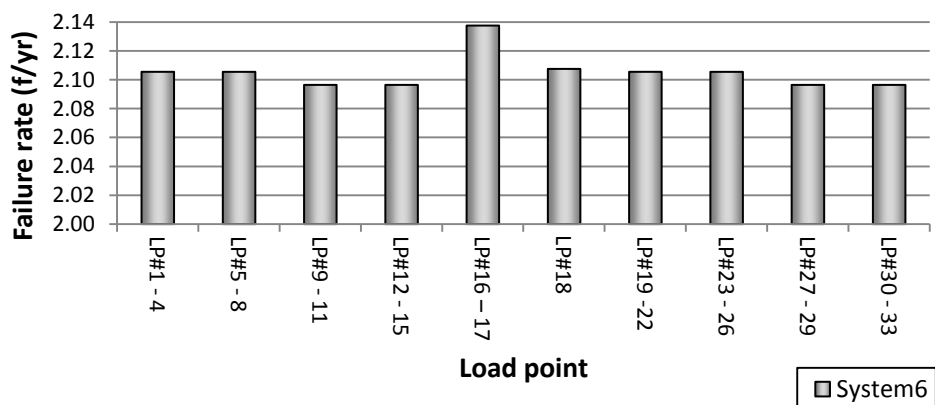
วิธี	ECOST (บาท/ปี)	EENS (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ปี)	IER (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
CEM	1,247.6030	10.1209	123.2701
BIM	2,187.9662	10.1209	216.1832

ตารางที่ 7.24 ผลการคำนวณของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของระบบทดสอบที่ 5

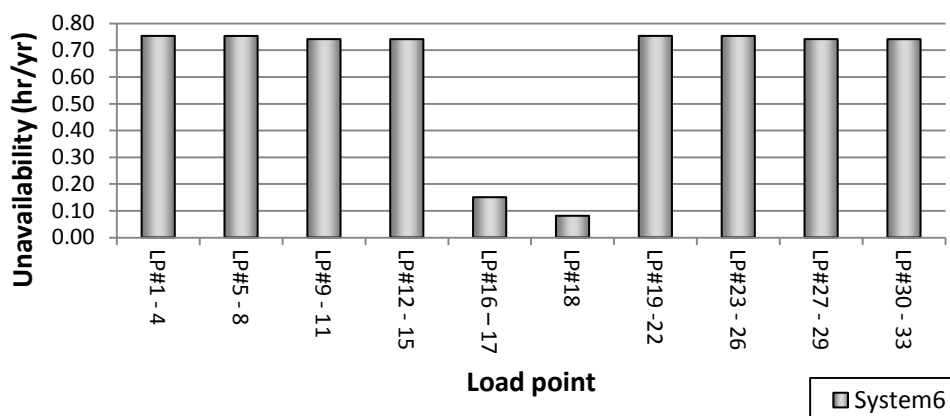
ดัชนี	ECOST (บาท/ปี)	EENS (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ปี)	IER (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
SIM	59,693.6802	642.6740	92.8833

ตารางที่ 7.25 ผลการคำนวณของความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดของระบบทดสอบที่ 6

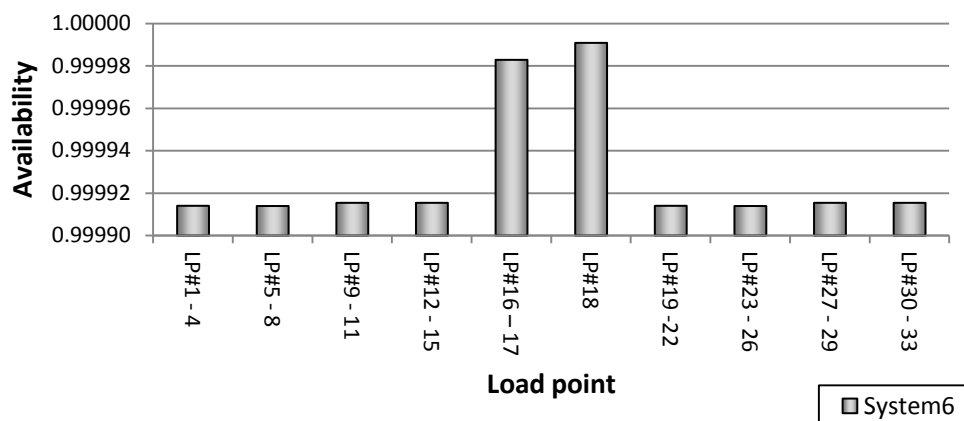
จุดโหลด	$\lambda$ (ครั้ง/ปี)	r (ชั่วโมง/ครั้ง)	U (ชั่วโมง/ปี)	U	A
LP#1 - 4	2.1054726	0.3576411	0.7530036	0.0000860	0.9999140
LP#5 - 8	2.1054497	0.3575578	0.7528199	0.0000859	0.9999139
LP#9 - 11	2.0964163	0.3534243	0.7409245	0.0000846	0.9999154
LP#12 - 15	2.0964133	0.3533372	0.7407408	0.0000846	0.9999154
LP#16 - 17	2.1375047	0.0703450	0.1503628	0.0000172	0.9999828
LP#18	2.1074915	0.0384025	0.0809330	0.0000092	0.9999908
LP#19 - 22	2.1054726	0.3576411	0.7530036	0.0000860	0.9999140
LP#23 - 26	2.1054497	0.3575578	0.7528199	0.0000859	0.9999139
LP#27 - 29	2.0964163	0.3534243	0.7409245	0.0000846	0.9999154
LP#30 - 33	2.0964133	0.3533372	0.7407408	0.0000846	0.9999154



ภาพที่ 7.32 อัตราการล้มเหลวของแต่ละจุดโหลดของระบบทดสอบที่ 6



ภาพที่ 7.33 ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปีของแต่ละจุดโหลดของระบบทดสอบที่ 6



ภาพที่ 7.34 ค่าความพร้อมมูลของแต่ละจุดโหลดของระบบทดสอบที่ 6

ตารางที่ 7.26 ผลการคำนวณของความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้าของระบบทดสอบที่ 6

ดัชนีของความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้า	ผลการคำนวณ
SAIFI (ครั้ง/อุปกรณ์-ปี)	2.1004271
SAIDI (ชั่วโมง/อุปกรณ์-ปี)	0.7118957
CAIFI (ครั้ง/อุปกรณ์-ปี)	2.1004271
CAIDI (ชั่วโมง/ครั้ง)	0.3389290
ASAI	0.9999187
ASUI	0.0000813
ENS (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ปี)	0.6007072
AENS (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/อุปกรณ์-ปี)	0.0002517
ACCI (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/อุปกรณ์-ปี)	0.0002517

ตารางที่ 7.27 ผลการคำนวณของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของโหลดวิกฤตของระบบทดสอบที่ 6

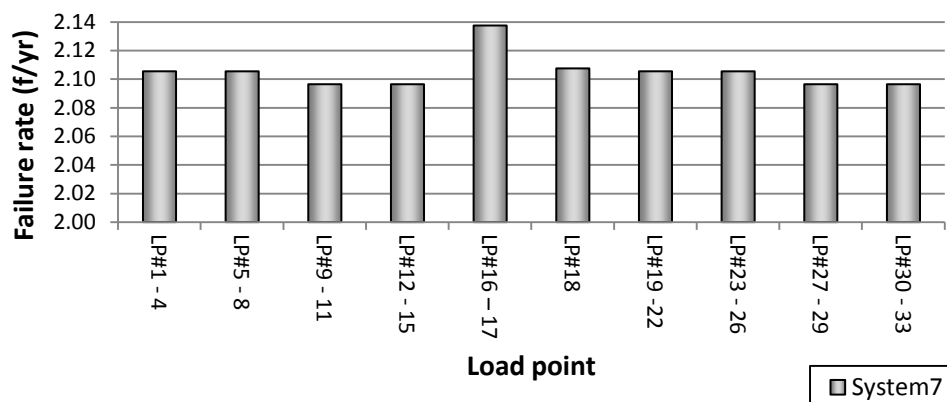
วิธี	ECOST (บาท/ปี)	EENS (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ปี)	IER (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
CEM	1,245.9980	10.1169	123.1597
BIM	2,186.8088	10.1169	216.1535

ตารางที่ 7.28 ผลการคำนวณของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของระบบทดสอบที่ 6

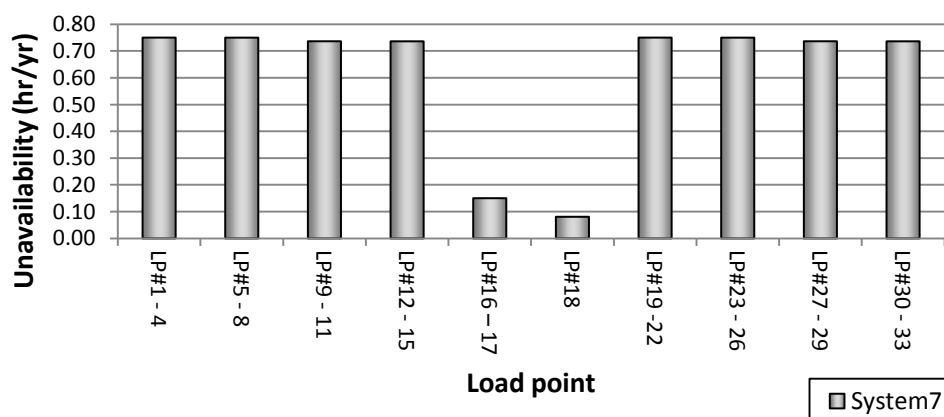
ดัชนี	ECOST (บาท/ปี)	EENS (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ปี)	IER (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
SIM	59,106.0730	634.7603	93.1156

ตารางที่ 7.29 ผลการคำนวณของความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดของระบบทดสอบที่ 7

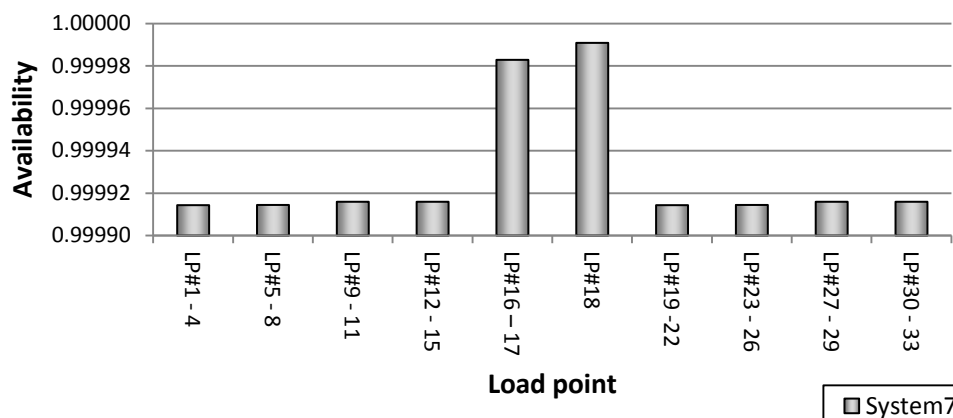
จุดโหลด	$\lambda$ (ครั้ง/ปี)	r (ชั่วโมง/ครั้ง)	U (ชั่วโมง/ปี)	U	A
LP#1 - 4	2.1054889	0.3563654	0.7503233	0.0000857	0.9999143
LP#5 - 8	2.1054659	0.3562820	0.7501396	0.0000856	0.9999144
LP#9 - 11	2.0964424	0.3513584	0.7366027	0.0000841	0.9999159
LP#12 - 15	2.0964395	0.3512713	0.7364190	0.0000841	0.9999159
LP#16 - 17	2.1375203	0.0703442	0.1503621	0.0000172	0.9999828
LP#18	2.1075167	0.0384016	0.0809320	0.0000092	0.9999908
LP#19 -22	2.1054889	0.3563654	0.7503233	0.0000857	0.9999143
LP#23 - 26	2.1054659	0.3562820	0.7501396	0.0000856	0.9999144
LP#27 - 29	2.0964424	0.3513584	0.7366027	0.0000841	0.9999159
LP#30 - 33	2.0964395	0.3512713	0.7364190	0.0000841	0.9999159



ภาพที่ 7.35 อัตราการล้มเหลวของแต่ละจุดโหลดของระบบทดสอบที่ 7



ภาพที่ 7.36 ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปีของแต่ละจุดโหลดของระบบทดสอบที่ 7



ภาพที่ 7.37 ค่าความพร้อมมูลของแต่ละจุดโหลดของระบบทดสอบที่ 7

ตารางที่ 7.30 ผลการคำนวณของความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้าของระบบทดสอบที่ 7

ดัชนีของความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้า	ผลการคำนวณ
SAIFI (ครั้ง/อุปกรณ์-ปี)	2.1004502
SAIDI (ชั่วโมง/อุปกรณ์-ปี)	0.7082403
CAIFI (ครั้ง/อุปกรณ์-ปี)	2.1004502
CAIDI (ชั่วโมง/ครั้ง)	0.3371850
ASAI	0.9999192
ASUI	0.0000808
ENS (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ปี)	0.5975904
AENS (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/อุปกรณ์-ปี)	0.0002504
ACCI (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/อุปกรณ์-ปี)	0.0002504

ตารางที่ 7.31 ผลการคำนวณของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของโหลดวิกฤตของระบบทดสอบที่ 7

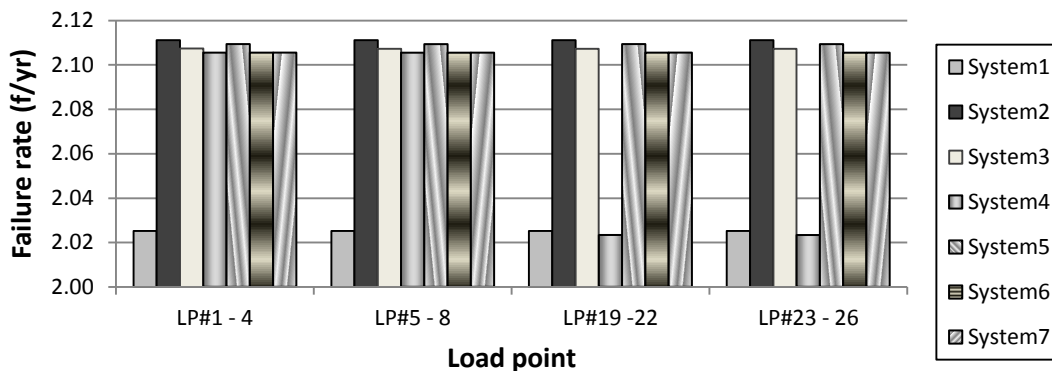
วิธี	ECOST (บาท/ปี)	EENS (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ปี)	IER (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
CEM	1,245.9780	10.1168	123.1588
BIM	2,186.8176	10.1168	216.1562

ตารางที่ 7.32 ผลการคำนวณของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของระบบทดสอบที่ 7

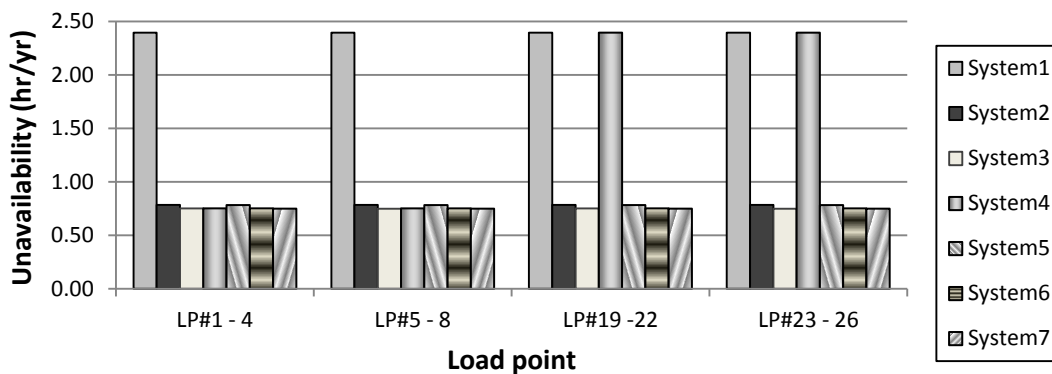
ดัชนี	ECOST (บาท/ปี)	EENS (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ปี)	IER (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
SIM	58,870.4681	631.5010	93.2231

7.1.8.2 การเปรียบเทียบผลการคำนวณของแต่ละระบบทดสอบ

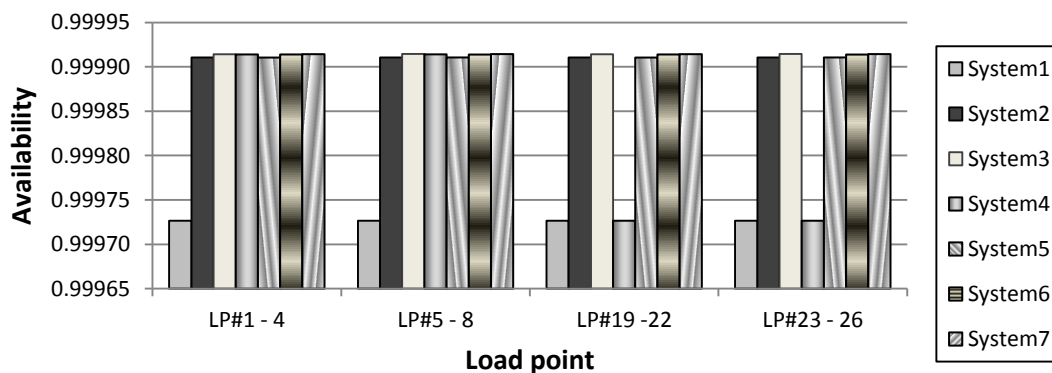
1. การเปรียบเทียบผลการคำนวณของความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด



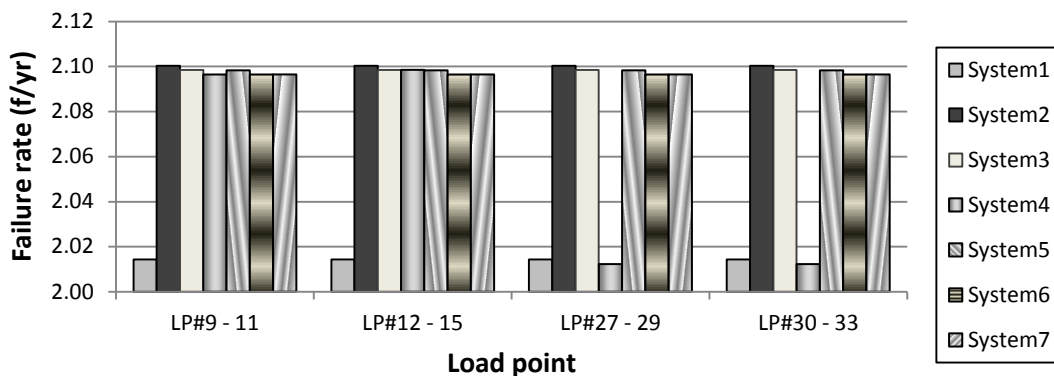
ภาพที่ 7.38 อัตราการล้มเหลวของ LP#1-8 และ 19-26 ของทุกระบบทดสอบ



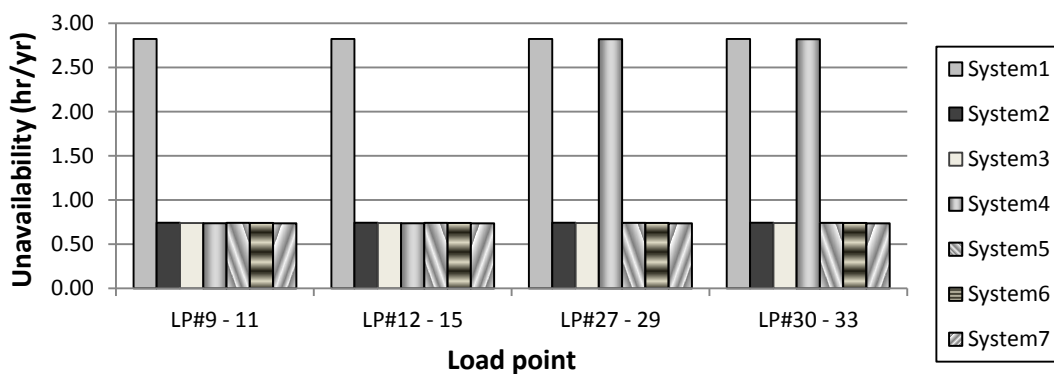
ภาพที่ 7.39 ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปีของ LP#1-8 และ 19-26 ของทุกระบบทดสอบ



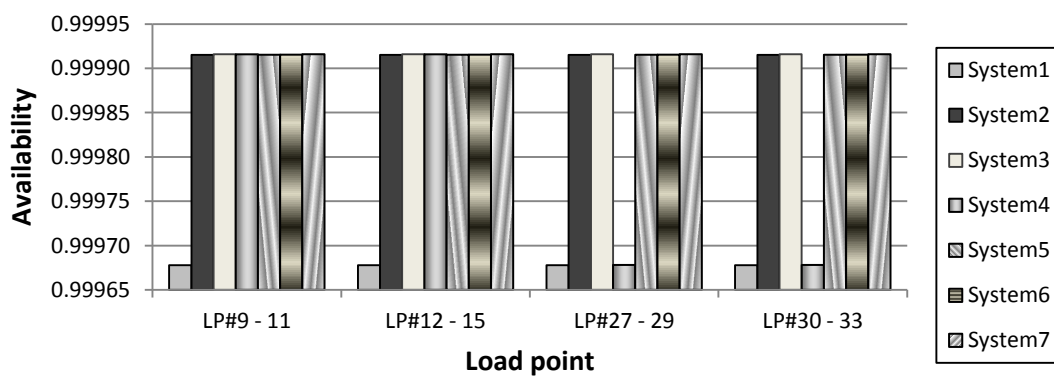
ภาพที่ 7.40 ความพร้อมมูลของ LP#1-8 และ 19-26 ของทุกระบบทดสอบ



ภาพที่ 7.41 อัตราการล้มเหลวของ LP#9-15 และ 27-33 ของทุกระบบทดสอบ

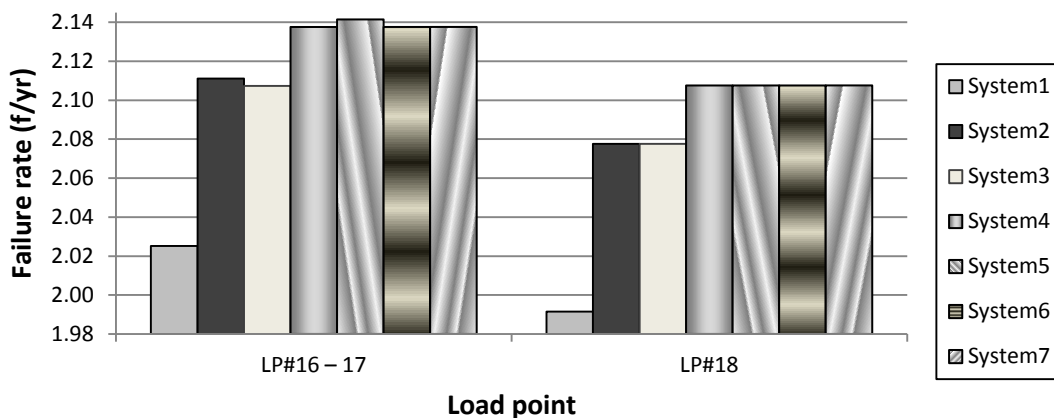


ภาพที่ 7.42 ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปีของ LP#9-15 และ 27-33 ของทุกระบบทดสอบ

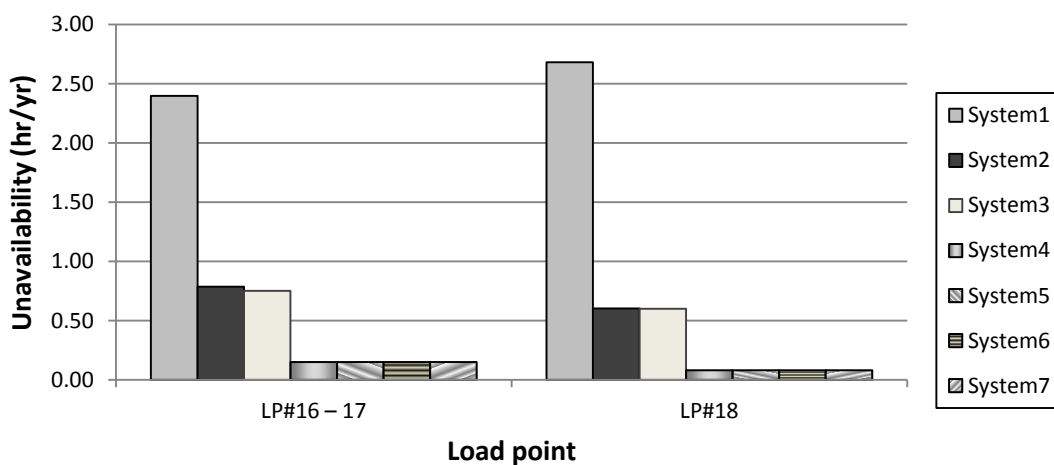


ภาพที่ 7.43 ความพร้อมมูลของ LP#9-15 และ 27-33 ของทุกระบบทดสอบ

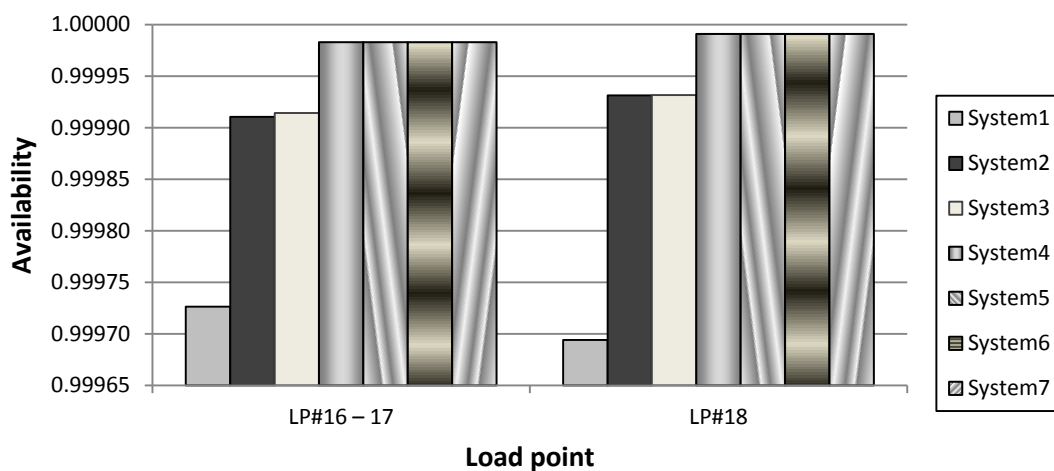




ภาพที่ 7.44 อัตราการล้มเหลวของ LP#16-18 ของทุกระบบทดสอบ

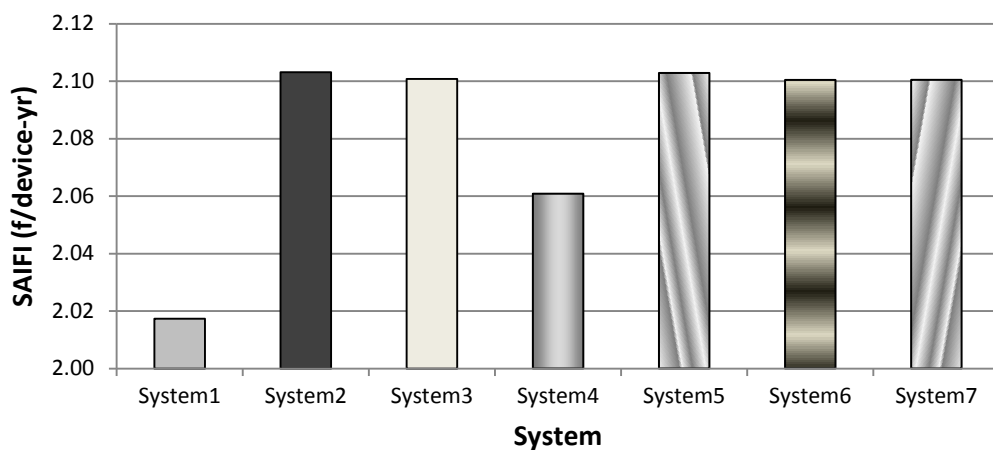


ภาพที่ 7.45 ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปีของ LP#16-18 ของทุกระบบทดสอบ

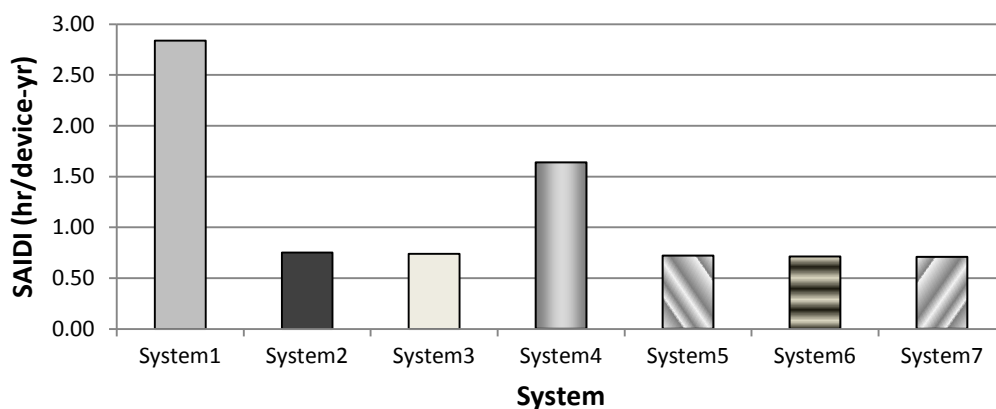


ภาพที่ 7.46 ความพร้อมมูลของ LP#16-18 ของทุกระบบทดสอบ

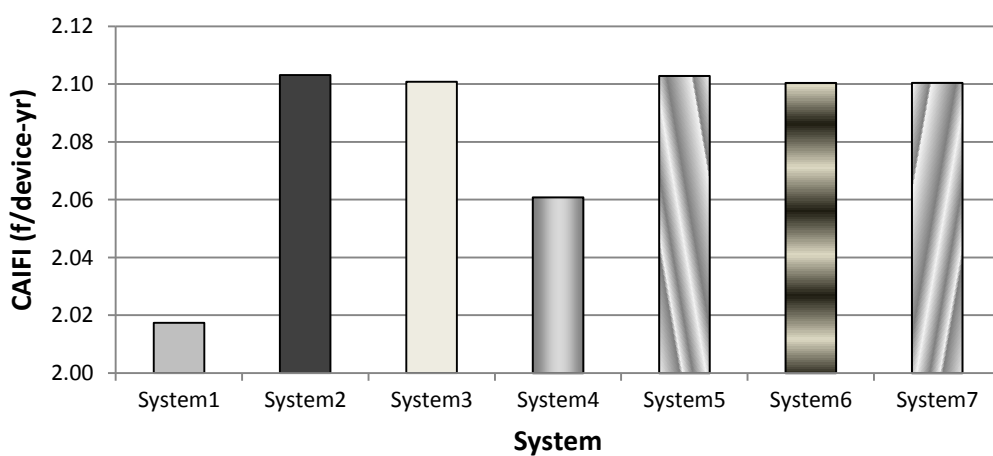
## 2. การเปรียบเทียบผลการคำนวณของความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้า



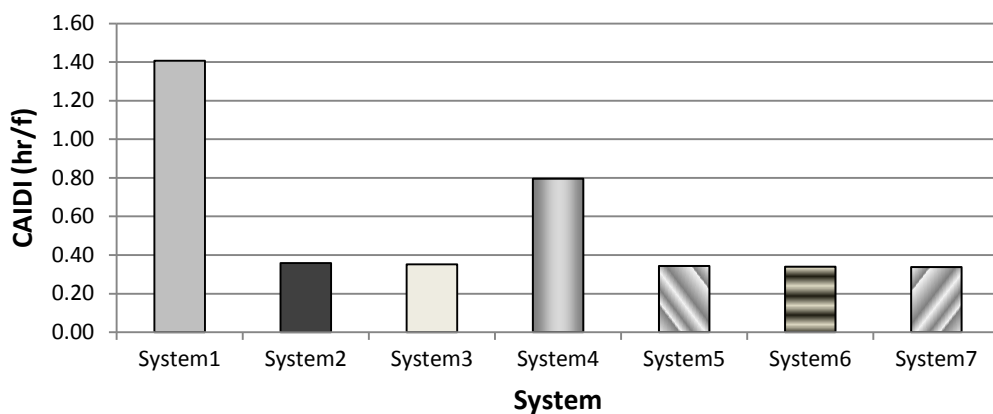
ภาพที่ 7.47 ผลการคำนวณของ SAIFI ของทุกระบบทดสอบ



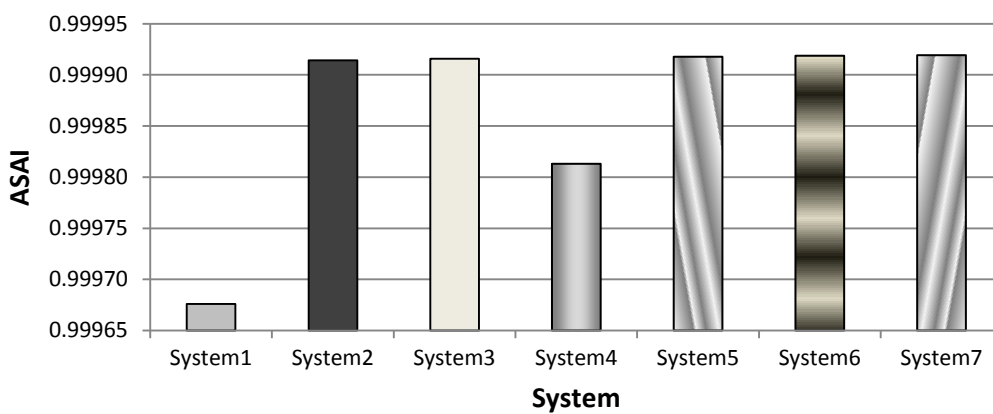
ภาพที่ 7.48 ผลการคำนวณของ SAIDI ของทุกระบบทดสอบ



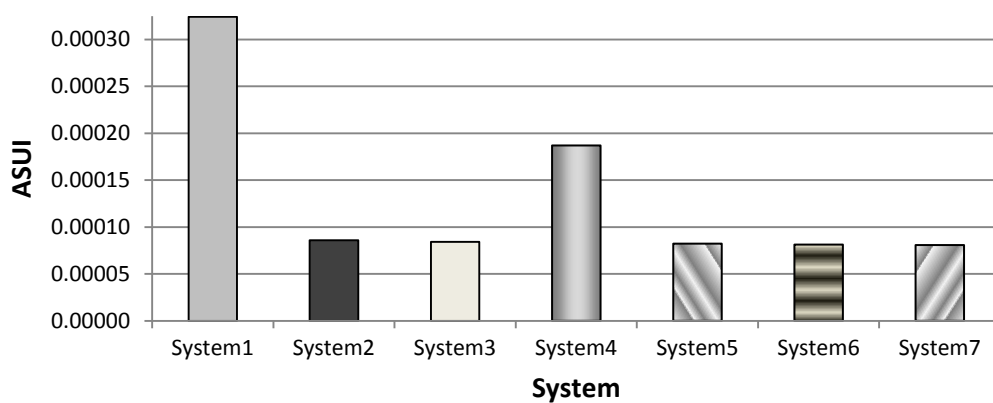
ภาพที่ 7.49 ผลการคำนวณของ CAIFI ของทุกระบบทดสอบ



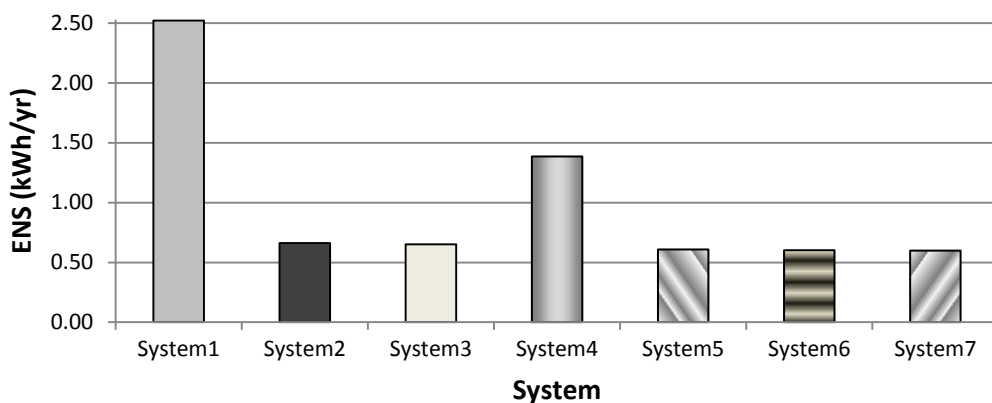
ภาพที่ 7.50 ผลการคำนวณของ CAIDI ของทุกระบบทดสอบ



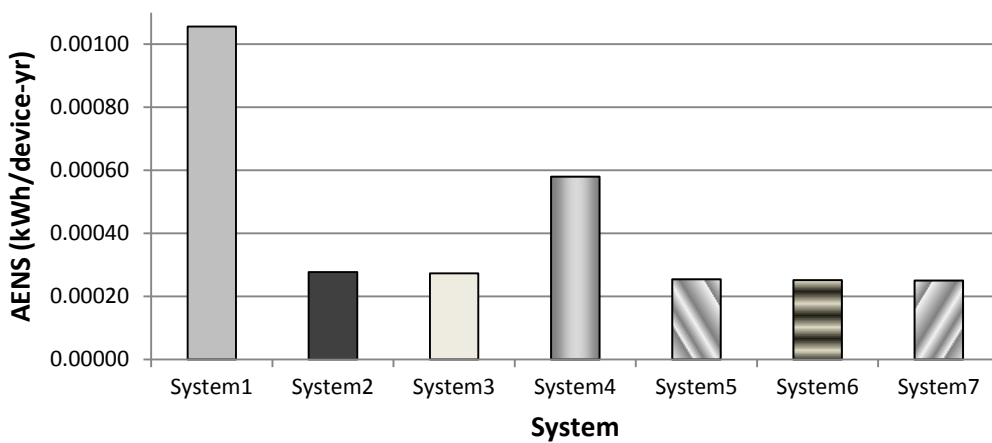
ภาพที่ 7.51 ผลการคำนวณของ ASAI ของทุกระบบทดสอบ



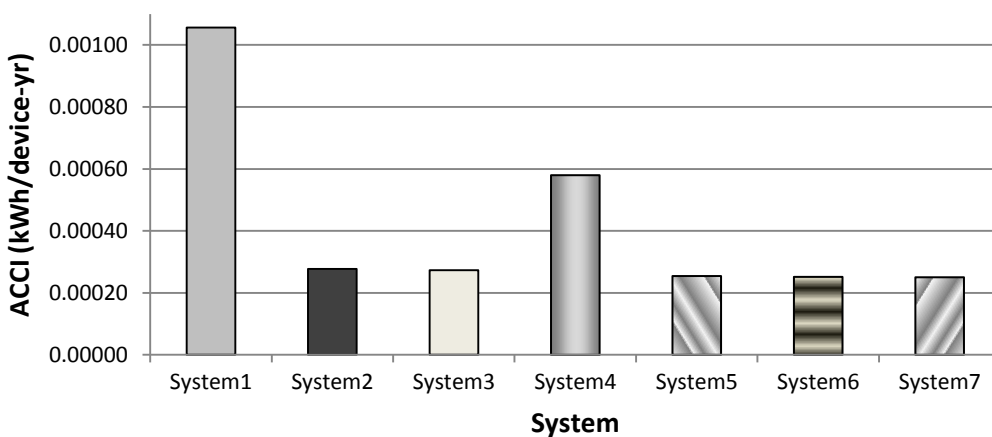
ภาพที่ 7.52 ผลการคำนวณของ ASUI ของทุกระบบทดสอบ



ภาพที่ 7.53 ผลการคำนวณของ ENS ของทุกระบบทดสอบ

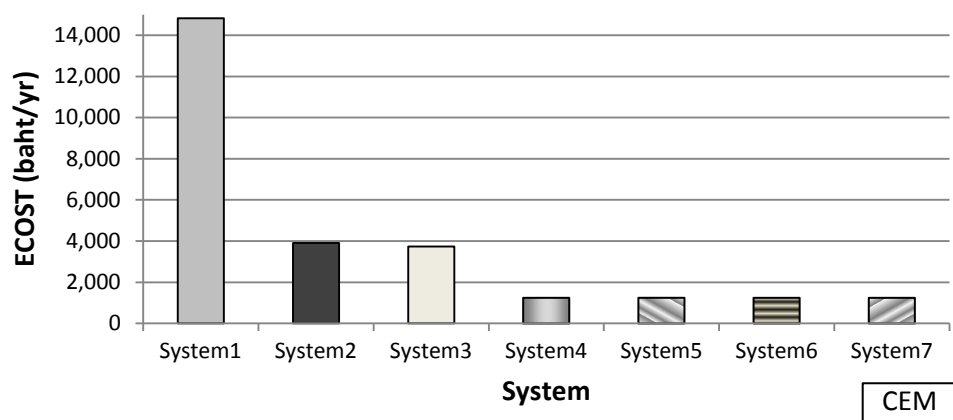


ภาพที่ 7.54 ผลการคำนวณของ AENS ของทุกระบบทดสอบ

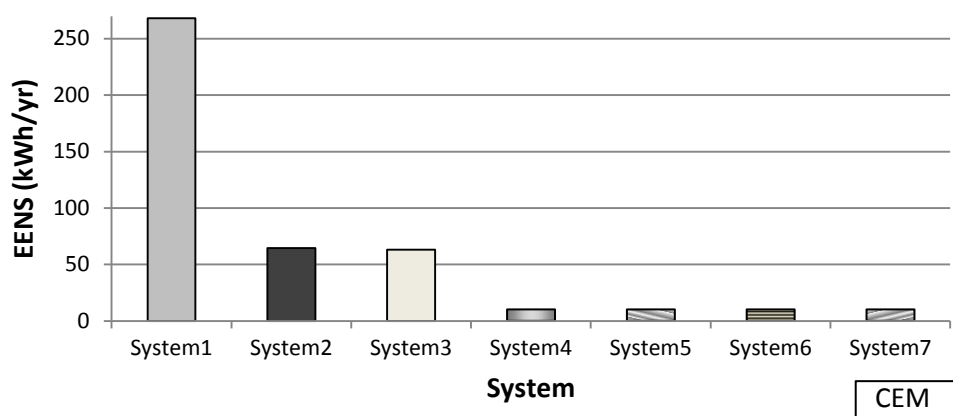


ภาพที่ 7.55 ผลการคำนวณของ ACCI ของทุกระบบทดสอบ

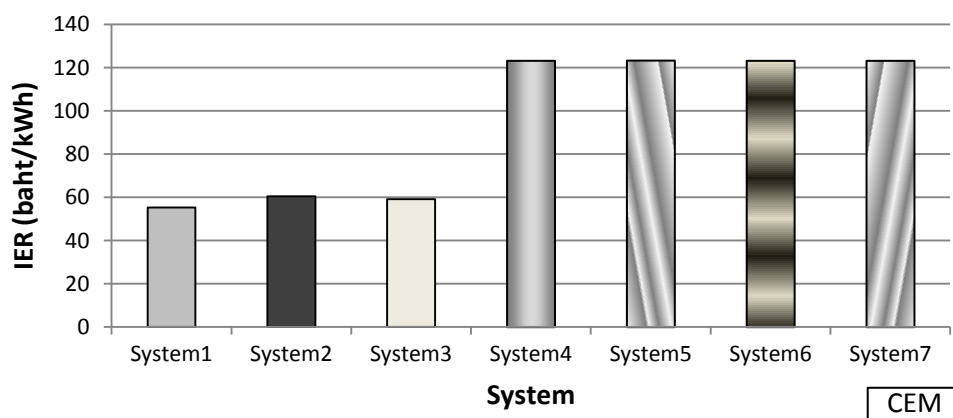
### 3. การเปรียบเทียบผลการคำนวณของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ



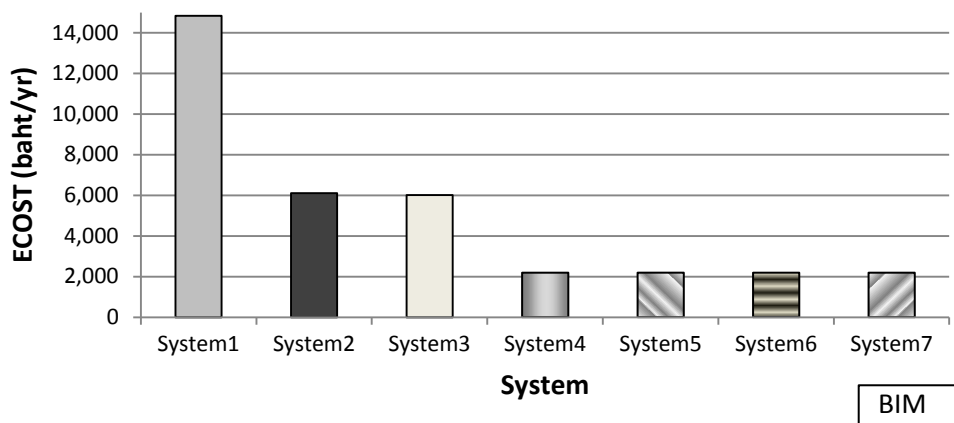
ภาพที่ 7.56 ผลการคำนวณของ ECOST โดย CEM ของทุกระบบทดสอบ



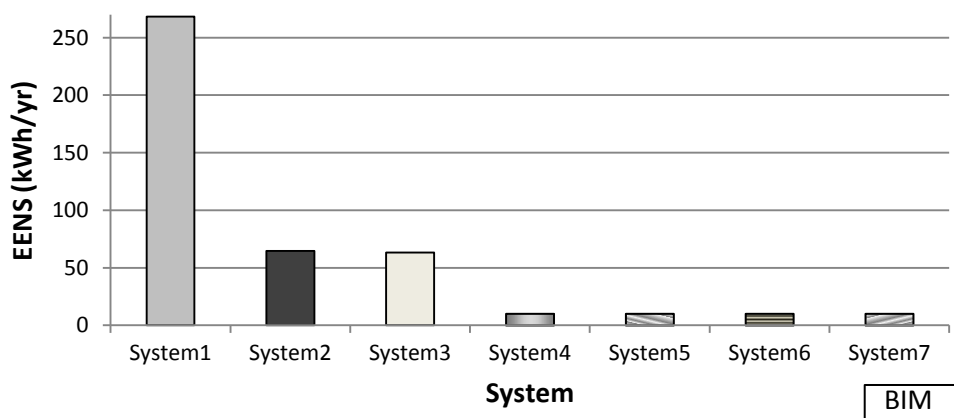
ภาพที่ 7.57 ผลการคำนวณของ EENS โดย CEM ของทุกระบบทดสอบ



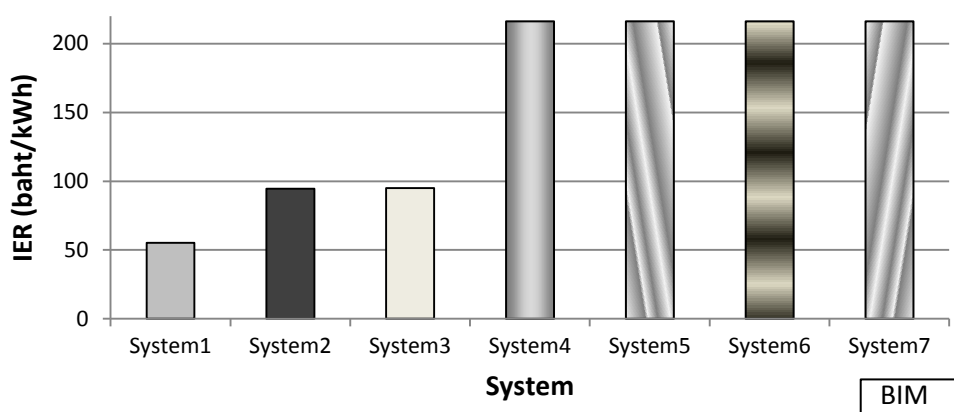
ภาพที่ 7.58 ผลการคำนวณของ IER โดย CEM ของทุกระบบทดสอบ



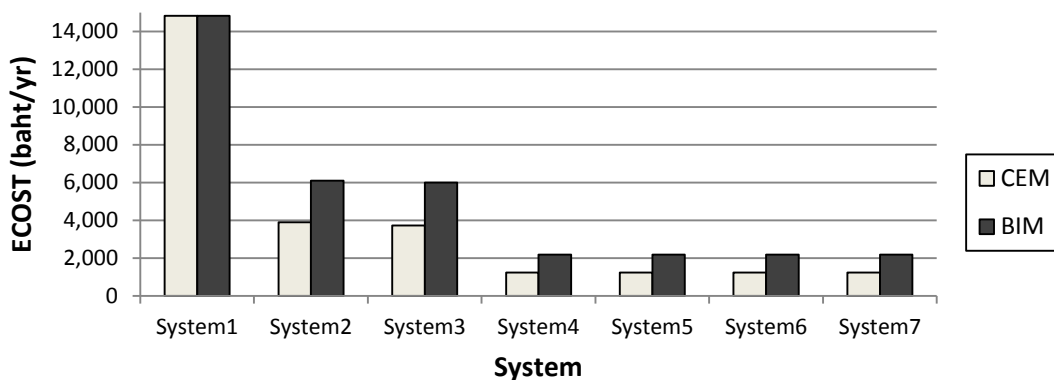
ภาพที่ 7.59 ผลการคำนวณของ ECOST โดย BIM ของทุกระบบทดสอบ



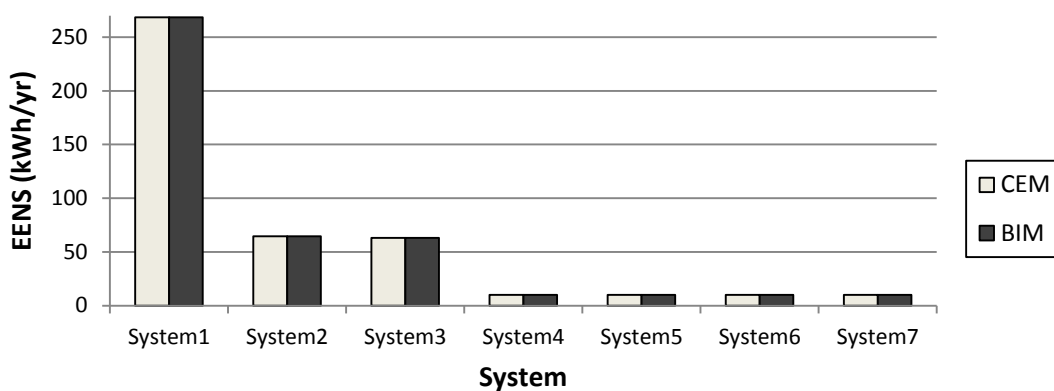
ภาพที่ 7.60 ผลการคำนวณของ EENS โดย BIM ของทุกระบบทดสอบ



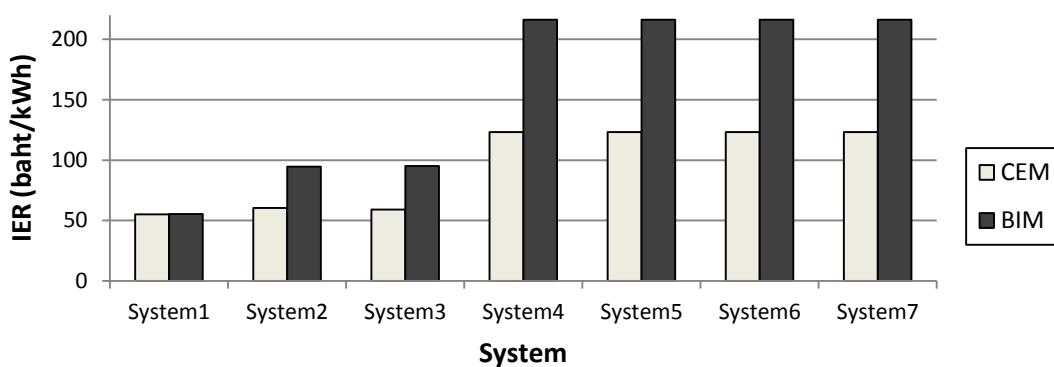
ภาพที่ 7.61 ผลการคำนวณของ IER โดย BIM ของทุกระบบทดสอบ



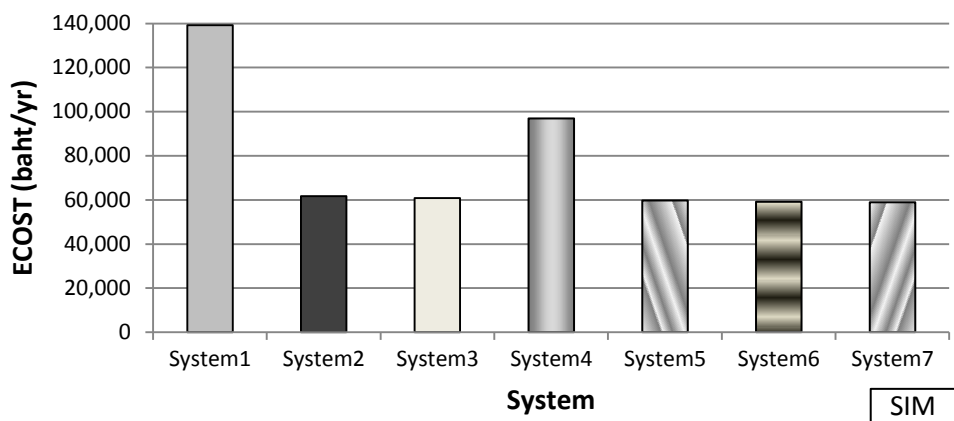
ภาพที่ 7.62 การเปรียบเทียบของ ECOST โดย CEM และ BIM



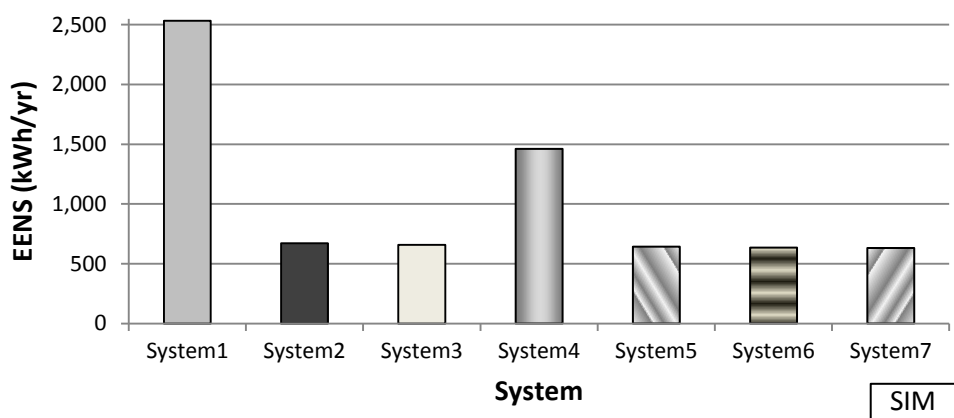
ภาพที่ 7.63 การเปรียบเทียบของ EENS โดย CEM และ BIM



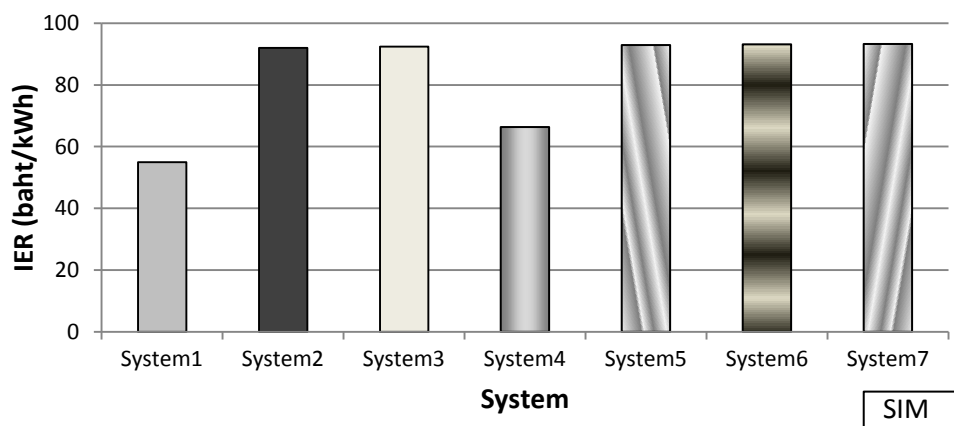
ภาพที่ 7.64 การเปรียบเทียบของ IER โดย CEM และ BIM



ภาพที่ 7.65 ผลการคำนวณของ ECOST โดย SIM ของทุกระบบทดสอบ



ภาพที่ 7.66 ผลการคำนวณของ EENS โดย SIM ของทุกระบบทดสอบ



ภาพที่ 7.67 ผลการคำนวณของ IER โดย SIM ของทุกระบบทดสอบ



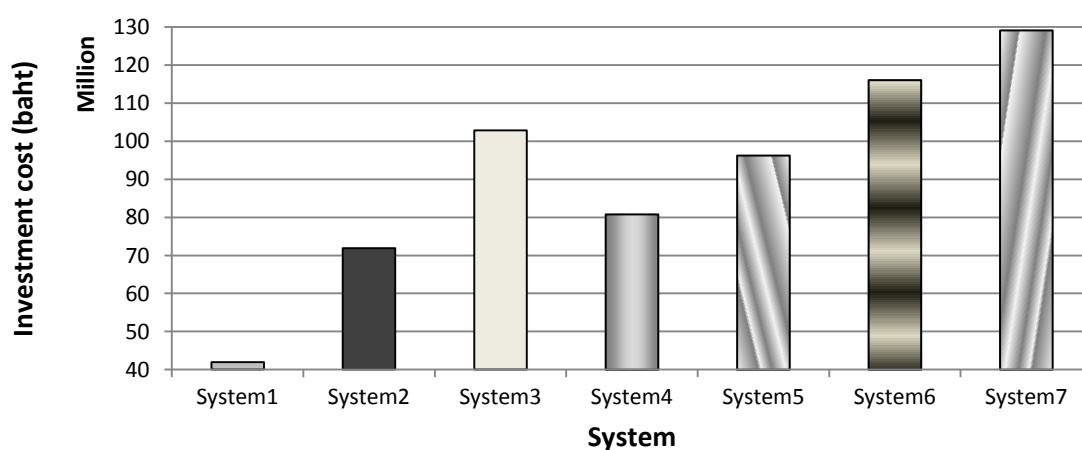
### 7.1.9 ผลการคำนวณของต้นทุนในการสร้างระบบ

ต้นทุนในการสร้างระบบในการทดลองนี้คำนวณมาจากผลรวมของราคาอุปกรณ์ต่างๆ ซึ่งรายละเอียดได้แสดงในภาคผนวก ก สำหรับผลการคำนวณต้นทุนได้แสดงในตารางที่ 7.33 และดังภาพที่ 7.68

ตารางที่ 7.33 ผลการคำนวณต้นทุนในการสร้างระบบ

ระบบทดสอบ	ต้นทุนในการสร้างระบบ (บาท)	เปรียบเทียบกับระบบทดสอบที่ 6 (บาท)
1	41,972,087	-87,133,316
2	71,858,276	-44,189,327
3	102,851,810	-13,195,793
4	80,791,841	-35,255,762
5	96,239,480	-19,808,123
6	116,047,603	-
7	129,105,403	13,057,800

หมายเหตุ เครื่องหมาย (+) หมายถึง ต้นทุนสูงกว่าระบบทดสอบที่ 6  
เครื่องหมาย (-) หมายถึง ต้นทุนต่ำกว่าระบบทดสอบที่ 6



ภาพที่ 7.68 การเปรียบเทียบผลการคำนวณต้นทุนในการสร้างระบบ

### 7.1.10 การวิเคราะห์ผลการคำนวณ

การวิเคราะห์ผลการคำนวณของดัชนีความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าโดยรวมถึงต้นทุนในการสร้างระบบของทุกระบบทดสอบ มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

#### 7.1.10.1 การเปรียบเทียบผลการคำนวณของความเชื่อถือได้ในแต่ละจุดโหลด

เมื่อพิจารณาระบบทดสอบที่ 1, 2 และ 3 ที่จัดอยู่ในโครงสร้างพื้นฐานของระบบที่ 1 และ 2 ซึ่งสามารถรับพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าระบบเดียว ที่จุดโหลดซึ่งสามารถรับพลังงานไฟฟ้าจากทั้งการไฟฟ้า ยูทีเอสและเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (LP#1-8, 16-17 และ 19-26) จะมีค่าดัชนีไม่แตกต่างกับจุดโหลดที่สามารถรับพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าและเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (LP#9-11, 18 และ 27-33) มากนัก แม้ว่าจุดโหลดในกรณีแรกมียูทีเอสในขณะที่จุดโหลดที่สองไม่มียูทีเอส สำหรับดัชนีอัตราการล้มเหลว ( $\lambda$ ) จุดโหลดในกรณีแรกจะมีค่าสูงกว่ากรณีที่สองเล็กน้อย เนื่องจากอุปกรณ์มินิมัลคัตเซตของทั้งสองกรณีนั้นคล้ายกัน โดยแตกต่างกันที่กรณีแรกมีอุปกรณ์บัลบาร์มากกว่า 1 อุปกรณ์ เนื่องจากยูทีเอสสามารถสำรองพลังงานไฟฟ้าโดยที่จุดโหลดไม่ล้มเหลวก็ต่อเมื่ออุปกรณ์มินิมัลคัตเซตที่ล้มเหลวมีระยะเวลาเฉลี่ยในการซ่อมแซม ( $r$ ) น้อยกว่าระยะสำรองพลังงานไฟฟ้าของยูทีเอส ซึ่งอุปกรณ์บัลบาร์มีระยะเวลาเฉลี่ยในการซ่อมแซมถึง 8 ชั่วโมง เพราะฉะนั้นยูทีเอสซึ่งมีระยะสำรองไฟ 15-30 นาทีตามจำนวนของยูทีเอสจึงไม่สามารถลดอัตราการล้มเหลวของกรณีที่ 1 ให้น้อยกว่ากรณีที่ 2 ได้ อย่างไรก็ตามจุดโหลดในกรณีแรกมีระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปี (Unavailability) ต่ำกว่ากรณีที่สอง เนื่องจากยูทีเอสจะช่วยลดระยะเวลาไฟฟ้าดับได้ ซึ่งส่งผลให้กรณีแรกมีความพร้อมมูล (Availability) ที่สูงกว่ากรณีที่สอง อย่างไรก็ตามเนื่องจากยูทีเอสมีระยะสำรองพลังงานไฟฟ้าเพียง 15-30 นาทีเท่านั้นจึงช่วยลดระยะเวลาไฟฟ้าดับได้ไม่มากนัก จุดโหลดในกรณีแรกจึงมีค่าความพร้อมมูลสูงกว่ากรณีที่สองไม่มากนัก

เมื่อพิจารณาระบบทดสอบที่ 5, 6 และ 7 ที่จัดอยู่ในโครงสร้างพื้นฐานของระบบที่ 4 ซึ่งสามารถรับพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าสองระบบ จะมีค่าของดัชนีของแต่ละจุดโหลดในทิศทางที่คล้ายกับระบบทดสอบที่ 1, 2 และ 3 โดยจะแตกต่างกันที่จุดโหลด LP#16-18 ซึ่งสามารถรับพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าสองระบบ จุดโหลด LP#16-18 จะมีอัตราการล้มเหลวที่สูงกว่าจุดโหลดอื่นๆในระบบ เนื่องจากจะต้องพิจารณาถึงอัตราการล้มเหลวของอุปกรณ์ในเส้นทางการจ่ายกำลังของการไฟฟ้าสำรองในขณะที่จุดโหลดล้มเหลวด้วย อย่างไรก็ตามจุดโหลดวิกฤติจะมีระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปีต่ำกว่าจุดโหลดอื่นๆมาก เนื่องจากเมื่อระบบหลักล้มเหลวจุดโหลดจะถูกโอนย้ายไปรับพลังงานไฟฟ้าจากระบบสำรองได้ ซึ่งส่งผลให้จุดโหลดนี้มีความพร้อมมูลที่สูงกว่าจุดโหลดอื่นๆในระบบตามไปด้วย

เมื่อพิจารณาระบบทดสอบที่ 4 ที่จัดอยู่ในโครงสร้างพื้นฐานของระบบที่ 3 ซึ่งสามารถรับพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฯ 2 ระบบแต่ระบบสำรองถูกออกแบบให้มีความเชื่อถือได้ต่ำ จะเห็นว่าที่อัตราการล้มเหลวของจุดโหลดที่รับพลังงานไฟฟ้าจากระบบหลัก (LP#1-8 และ 19-26) มีค่าสูงกว่าจุดโหลดที่รับพลังงานไฟฟ้าจากระบบสำรอง (LP#9-11 และ 27-33) เนื่องจากอัตราการล้มเหลวของจุดโหลดของระบบหลักจะต้องพิจารณาถึงอัตราการล้มเหลวของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ในขณะที่จุดโหลดล้มเหลวด้วย อย่างไรก็ตามจุดโหลดของระบบหลักมีระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปีต่ำกว่าจุดโหลดของระบบสำรองมาก ซึ่งส่งผลให้จุดโหลดนี้มีความพร้อมมูลที่สูงกว่าจุดโหลดอื่นๆ มากตามไปด้วย ในขณะที่จุดโหลดวิกฤต LP#16-18 จะมีอัตราการล้มเหลวที่สูงและความพร้อมมูลที่สูงเช่นเดียวกับจุดโหลดวิกฤตของระบบทดสอบที่ 5, 6 และ 7 เนื่องจากสามารถรับพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฯ 2 ระบบได้เช่นกัน

#### 7.1.10.2 การเปรียบเทียบผลการคำนวณของดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดของแต่ละระบบทดสอบ

เมื่อพิจารณาการเปรียบเทียบดัชนีความเชื่อถือได้ที่จุดโหลด LP#1-8, และ 19-26 ดังแสดงในภาพที่ 8.38-8.40 จุดโหลดนี้ถูกใช้สำหรับอุปกรณ์คอมพิวเตอร์ซึ่งต้องการยูทิลิตี้สำหรับสำรองพลังงานไฟฟ้า ถ้าพิจารณาที่ระบบทดสอบที่ 1 ซึ่งจุดโหลดดังกล่าวถูกดัดแปลงให้ไม่มียูทิลิตี้สำรอง (N) และไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จะเห็นว่าอัตราการล้มเหลวของจุดโหลดดังกล่าวมีค่าต่ำที่สุดเนื่องจากไม่ต้องคำนึงถึงอัตราการล้มเหลวของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า แต่ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปีจะมีค่าสูงที่สุดและมีความพร้อมมูลต่ำที่สุด เนื่องจากระบบทดสอบที่ 1 มียูทิลิตี้เพียงหนึ่งอุปกรณ์ซึ่งสำรองพลังงานไฟฟ้าได้เพียงระยะเวลา 15 นาทีหลังจากไฟฟ้าดับเท่านั้น หลังจาก 15 นาทีจุดโหลดก็จะล้มเหลว ดังนั้นการไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจึงทำให้ระบบทดสอบที่ 1 มีระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปีจะมีค่าสูงที่สุดและความพร้อมมูลต่ำที่สุด

เมื่อพิจารณาที่ระบบทดสอบที่ 2 และ 5 ซึ่งที่จุดโหลด LP#1-8, และ 19-26 ถูกดัดแปลงให้ลดจำนวนยูทิลิตี้ลงโดยไม่มียูทิลิตี้สำรอง (N) แต่ยังคงมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (N) จะเห็นว่าระบบดังกล่าวมีดัชนีความเชื่อถือได้ต่ำกว่าระบบทดสอบที่ 6 ซึ่งไม่ถูกดัดแปลงเล็กน้อย นั่นคือมีอัตราการล้มเหลวสูงขึ้นเล็กน้อย ในขณะที่ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปีจะมีค่าสูงขึ้นและความพร้อมมูลต่ำลงเล็กน้อย ซึ่งเนื่องมาจากหลังจากทั้งยูทิลิตี้หลักและสำรองไม่สามารถสำรองพลังงานไฟฟ้าได้อีกเนื่องจากถูกจำกัดไว้เพียง 15-30 นาที จุดโหลดจะถูกโอนย้ายไปรับพลังงานไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งจะทำให้จุดโหลดไม่ล้มเหลว เพราะฉะนั้นระบบทดสอบที่ 2 และ 4 จึงมีความเชื่อถือได้ลดลงจากระบบที่ 6 เพียงเล็กน้อย

จากนั้นพิจารณาที่ระบบทดสอบที่ 3 และ 7 ซึ่งที่จุดโหลด LP#1-8, และ 19-26 ถูกดัดแปลงให้มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรอง (N+1) และยังคงมียูพีเอสสำรอง (N+1) จะเห็นว่าระบบดังกล่าวมีดัชนีความเชื่อถือได้ไม่แตกต่างจากระบบทดสอบที่ 6 เนื่องจากเมื่อพิจารณาโครงสร้างของของระบบนี้แล้ว อุปกรณ์ต้นทางของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรองได้แก่ ระบบจ่ายไฟของการไฟฟ้าฯ, หม้อแปลงไฟฟ้าชนิดคาสต์เรซิน, และสายไฟในท่อต่อความยาว 100 เมตรนั้นมีความเชื่อถือได้ที่สูงมาก จึงทำให้การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรองไม่ส่งผลต่อความเชื่อถือได้ของระบบนี้มากนัก

และเมื่อพิจารณาที่ระบบทดสอบที่ 4 จะเห็นว่าที่จุดโหลด LP#1-8 รับพลังงานไฟฟ้าจากระบบหลักจะไม่ถูกดัดแปลงแต่ที่จุดโหลด LP#19-26 จะถูกดัดแปลงให้มีความเชื่อถือได้ที่ต่ำ ซึ่งมีโครงสร้างเหมือนกับระบบทดสอบที่ 1 คือ ไม่มียูพีเอสสำรอง (N) และไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เพราะฉะนั้นดัชนีความเชื่อถือได้ที่จุดโหลด LP#1-8 ของระบบทดสอบที่ 4 จึงเท่ากับระบบทดสอบที่ 6 ในขณะที่ดัชนีความเชื่อถือได้ที่จุดโหลด LP#19-26 ของระบบทดสอบที่ 4 จึงเท่ากับระบบทดสอบที่ 1

เมื่อพิจารณาการเปรียบเทียบดัชนีความเชื่อถือได้ที่จุดโหลด LP#9-15, และ 27-33 ดังแสดงในภาพที่ 8.41-8.43 จุดโหลดนี้มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นแหล่งจ่ายสำรองเพียงชนิดเดียว ถ้าพิจารณาที่ระบบทดสอบที่ 1 ซึ่งจุดโหลดดังกล่าวถูกดัดแปลงให้ไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จะเห็นว่าอัตราการล้มเหลวของจุดโหลดดังกล่าวมีค่าต่ำที่สุดเนื่องจากไม่ต้องคำนึงถึงอัตราการล้มเหลวของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า แต่ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปีจะมีค่าสูงที่สุดและมีความพร้อมมูลต่ำที่สุดเนื่องจากระบบทดสอบที่ 1 ไม่มีแหล่งจ่ายพลังงานสำรองอย่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

และเมื่อพิจารณาที่ระบบทดสอบที่ 2 และ 5 ซึ่งที่จุดโหลด LP#9-15, และ 27-33 ซึ่งยังคงมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรอง (N) เช่นเดียวกับระบบทดสอบที่ 6 จะเห็นว่าระบบดังกล่าวมีดัชนีความเชื่อถือได้ที่เท่ากัน จากนั้นถ้าพิจารณาที่ระบบทดสอบที่ 3 และ 5 ซึ่งที่จุดโหลด LP#9-15, และ 27-33 ถูกดัดแปลงให้มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรอง (N+1) จะเห็นว่าระบบดังกล่าวมีดัชนีความเชื่อถือได้ไม่แตกต่างจากระบบทดสอบที่ 6 เพราะการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรองไม่ส่งผลต่อความเชื่อถือได้ของระบบนี้มากนัก

และเมื่อพิจารณาที่ระบบทดสอบที่ 4 จะเห็นว่าที่จุดโหลด LP#9-15 รับพลังงานไฟฟ้าจากระบบหลักจะไม่ถูกดัดแปลงแต่ที่จุดโหลด LP#27-33 จะถูกดัดแปลงให้มีความเชื่อถือได้ที่ต่ำ ซึ่งมีโครงสร้างเหมือนกับระบบทดสอบที่ 1 คือ ไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เพราะฉะนั้นดัชนีความ

เชื่อถือได้ที่จุดโหลด LP#1-8 ของระบบทดสอบที่ 4 จึงเท่ากับระบบทดสอบที่ 6 ในขณะที่ดัชนีความเชื่อถือได้ที่จุดโหลด LP#27-33 ของระบบทดสอบที่ 4 จึงเท่ากับระบบทดสอบที่ 1

จะเห็นว่าการเปรียบเทียบผลการคำนวณของ LP#1-8, และ 19-26 ซึ่งเป็นจุดโหลดที่สามารถรับพลังงานไฟฟ้าจากทั้งการไฟฟ้าฯ ยูพีเอสและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะเป็นไปในทิศทางเดียวกันกับการเปรียบเทียบผลการคำนวณของ LP#9-15, และ 27-33 ซึ่งเป็นจุดโหลดที่สามารถรับพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฯ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

เมื่อพิจารณาการเปรียบเทียบดัชนีความเชื่อถือได้ที่จุดโหลด LP#16-18 ดังแสดงในภาพที่ 8.44-8.46 ระบบที่ 4, 5, 6 และ 7 ซึ่งสามารถรับพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฯสองระบบ รวมถึงยูพีเอสและเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จะมีอัตราการล้มเหลวสูงกว่าระบบที่ 1, 2 และ 3 ซึ่งสามารถรับพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฯเพียงระบบเดียว และยูพีเอสและเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เนื่องจากจะต้องพิจารณาถึงอัตราการล้มเหลวของอุปกรณ์ในเส้นทางการจ่ายกำลังของการไฟฟ้าฯสำรองในขณะที่จุดโหลดล้มเหลวด้วย อย่างไรก็ตามระบบในกรณีแรกจะมีระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปีที่ต่ำและมีความพร้อมมูลที่สูงกว่าในกรณีที่สองมาก

จากที่กล่าวมาทั้งหมดในหัวข้อนี้ จะสามารถสรุปการเปรียบเทียบผลของความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดของแต่ละระบบทดสอบโดยใช้ค่าของระยะเวลาไฟฟ้าดับปีและความพร้อมมูลเป็นหลัก และไม่คำนึงถึงอัตราการล้มเหลว เนื่องจากแม้ว่าบางจุดโหลดมีค่าอัตราการล้มเหลวสูงกว่าหรือต่ำกว่าจุดโหลดอื่นๆ ซึ่งเป็นเพราะต้องคำนึงอัตราการล้มเหลวของแหล่งจ่ายสำรองอย่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือเส้นทางการจ่ายกำลังจากการไฟฟ้าฯสำรอง หรือเป็นเพราะการล้มเหลวเกิดจากการถ่ายโอนไปยังแหล่งจ่ายสำรองซึ่งมีระยะเวลาไฟฟ้าดับไม่นานนัก เพราะฉะนั้นอัตราการล้มเหลวโดยรวมของแต่ละจุดโหลดของแต่ละระบบจึงมีค่าไม่แตกต่างกันมากนัก จึงไม่จำเป็นต้องคำนึงถึงอัตราการล้มเหลวในการเปรียบเทียบผลของความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด ซึ่งการสรุปการเปรียบเทียบมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

1. ระบบทดสอบที่ 1 ซึ่งสามารถรับพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฯเพียงระบบเดียวและไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จะให้ความเชื่อถือได้ของทุกจุดโหลดที่ต่ำกว่าระบบทดสอบที่ 6 มาก

2. ระบบทดสอบที่ 2 และ 3 ซึ่งสามารถรับพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฯเพียงระบบเดียว จะให้ความเชื่อถือได้ที่จุดโหลด LP#16-18 ต่ำกว่าที่จุดโหลดดังกล่าวของระบบทดสอบที่ 6 มาก เนื่องจากที่จุดโหลด LP#16-18 สามารถรับพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฯสองระบบ ขณะที่จุดโหลดอื่นๆระบบทดสอบที่ 2 และ 3 จะให้ค่าที่ไม่แตกต่างจากระบบทดสอบที่ 6 มากนัก

3. ระบบทดสอบที่ 4 ให้ความเชื่อถือได้ที่จุดโหลดที่รับพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฯ สำรองที่ต่ำกว่าระบบทดสอบที่ 6 มาก แต่ที่จุดโหลดที่รับพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฯ หลักจะให้ความเชื่อถือได้ที่เท่ากับระบบทดสอบที่ 6

4. ระบบทดสอบที่ 5 ซึ่งสามารถรับพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฯ สองระบบเช่นเดียวกับระบบทดสอบที่ 6 แต่ถูกดัดแปลงให้ลดจำนวนยูทิลิตี้เอสลงโดยไม่มียูทิลิตี้เอสสำรอง (N) จะให้ความเชื่อถือได้ที่ไม่แตกต่างจากระบบทดสอบที่ 6

5. ระบบทดสอบที่ 7 ซึ่งสามารถรับพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฯ สองระบบ เช่นเดียวกับระบบทดสอบที่ 6 แต่ถูกดัดแปลงมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรอง (N+1) จะให้ความเชื่อถือได้ที่ไม่แตกต่างจากระบบทดสอบที่ 6

#### 7.1.10.3 การเปรียบเทียบผลการคำนวณของดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้าของแต่ละระบบทดสอบ

สำหรับดัชนีที่เกี่ยวข้องกับอัตราการล้มเหลวของระบบ ได้แก่ SAIFI และ CAIFI ดังแสดงในภาพที่ 7.47 และ 7.49 ตามลำดับ จะเห็นว่าที่ระบบทดสอบที่ 2, 3, 5 และ 7 มีอัตราการล้มเหลวของระบบที่ใกล้เคียงกับระบบทดสอบที่ 6 ซึ่งเป็นเพราะว่าอัตราการล้มเหลวของแต่ละจุดโหลดของระบบเหล่านี้มีค่าไม่แตกต่างกันมากจึงทำให้ค่าโดยรวมของระบบไม่แตกต่างกัน แต่สำหรับระบบทดสอบที่ 4 และ 1 จะมีอัตราการล้มเหลวน้อยกว่าตามลำดับ เนื่องจากในสองระบบนี้มีจุดโหลดที่ไม่รับการสำรองพลังงานไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือการไฟฟ้าฯ ค่าอัตราการล้มเหลวของจุดโหลดจึงไม่คำนึงถึงค่าอัตราการล้มเหลวของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือเส้นทางจ่ายกำลังจากการไฟฟ้าฯ สำรอง

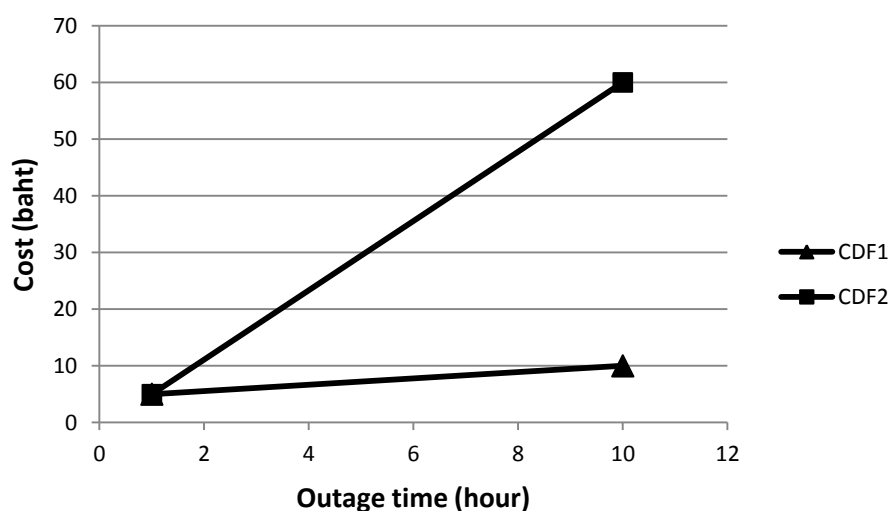
สำหรับดัชนีที่เกี่ยวข้องกับระยะเวลาไฟฟ้าดับของระบบ ได้แก่ SAIDI และ CAIDI ดังแสดงในภาพที่ 7.48 และ 7.50 ตามลำดับ, ดัชนีที่เกี่ยวข้องกับความพร้อมมูลของระบบ ได้แก่ ASAI และ ASUI ดังแสดงในภาพที่ 7.51 และ 7.52 ตามลำดับ, ดัชนีที่เกี่ยวข้องกับจำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้จ่ายให้แต่ละจุดโหลดของระบบ ได้แก่ ENS, AENS และ ACCI ดังแสดงในภาพที่ 7.53, 7.54 และ 7.55 ตามลำดับ ดัชนีทั้งสามประเภทนี้ให้ผลของความเชื่อถือได้ในทิศทางเดียวกัน คือ ทั้งระบบทดสอบที่ 2, 3, 5, และ 7 ให้ความเชื่อถือที่สูงและไม่แตกต่างกับระบบทดสอบที่ 6 มากนัก แม้ว่าที่ระบบ 5, 6 และ 7 จะมีจุดโหลดที่สามารถรับพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฯ ได้ถึงสองระบบ แต่จุดโหลดดังกล่าวมีเพียง 3 จุดโหลด คือ LP#16-18 เท่านั้น ดังนั้นค่าดัชนีความเชื่อถือได้โดยรวมจึงของ 2, 3, 5, 6 และ 7 จึงไม่แตกต่างกันมากนัก แต่สำหรับระบบ

ทดสอบที่ 4 และ 1 จะมีค่าดัชนีความเชื่อถือได้น้อยกว่าตามลำดับ เนื่องจากในสองระบบนี้มีจุดโหนดที่ไม่ได้รับการสำรองพลังงานไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือการไฟฟ้า

#### 7.1.10.4 การเปรียบเทียบผลการคำนวณของดัชนีอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของแต่ละระบบทดสอบ

สำหรับดัชนีที่ใช้สำหรับประเมินอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของโหนดวิกฤต (LP#16-18) ได้แก่ CEM ดังแสดงในภาพที่ 7.56-7.58 และ BIM ดังแสดงในภาพที่ 7.59-7.61 จะเห็นว่าที่ระบบทดสอบที่ 4, 5 และ 7 ซึ่งที่จุดโหนดวิกฤตสามารถรับพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าได้สองระบบ เช่นเดียวกับระบบทดสอบที่ 6 จะให้ผลการคำนวณที่ดีกว่าเมื่อเทียบระบบทดสอบที่ 1, 2 และ 3 ซึ่งที่จุดโหนดวิกฤตสามารถรับพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าเพียงระบบเดียว นั่นคือ ให้ผลของมูลค่าความเสียหายทั้งหมด (ECOST) และพลังงานที่ไม่สามารถจ่ายได้ (EENS) ต่ำกว่า และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ (IER) ที่สูงกว่า

จะสังเกตว่าระบบที่ให้ผลการคำนวณที่ดีหรือมีความเชื่อถือได้ที่สูงจะให้อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ (IER) ที่สูงกว่าระบบอื่นๆ ซึ่งเป็นเพราะค่าอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับจะขึ้นอยู่กับแบบจำลองความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ (CDF) โดยจะอธิบายด้วยการสมมติจุดโหนด A และ B และให้จุดโหนด A และ B มีระยะเวลาเฉลี่ยไฟฟ้าดับ 1 และ 10 ชั่วโมงตามลำดับ ซึ่งหมายความว่าจุดโหนด A มีความเชื่อถือได้สูงกว่าจุดโหนด B จากนั้นกำหนดแบบจำลองความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับคือ CDF1 และ CDF2 ซึ่งมีอัตราการเปลี่ยนแปลงของ Cost ไม่เท่ากันในช่วงระยะเวลาเดียวกัน ดังแสดงในภาพที่ 7.69



ภาพที่ 7.69 แบบจำลองความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ CDF1 และ CDF2

โดยหลักการแล้ว IER เป็นอัตราส่วนของ ECOST กับ EENS ซึ่งสามารถประมาณเป็นอัตราส่วนของ Cost กับระยะเวลาไฟฟ้าดับ ตามสมการดังต่อไปนี้

$$IER = \frac{ECOST}{EENS} = \frac{L \cdot \lambda \cdot Cost}{L \cdot \lambda \cdot r} = \frac{Cost}{r} \quad (7.1)$$

หากคำนวณ IER ของจุดโหลด A และ B โดยใช้ CDF1 จะได้ผลดังต่อไปนี้

$$IER_{A,CDF1} = \frac{Cost}{r} = \frac{5}{1} = 5 \text{ baht / hr} \quad IER_{B,CDF1} = \frac{Cost}{r} = \frac{10}{10} = 1 \text{ baht / hr}$$

และถ้าหากคำนวณ IER ของจุดโหลด A และ B โดยใช้ CDF2 จะได้ผลดังต่อไปนี้

$$IER_{A,CDF2} = \frac{Cost}{r} = \frac{5}{1} = 5 \text{ baht / hr} \quad IER_{B,CDF2} = \frac{Cost}{r} = \frac{60}{10} = 6 \text{ baht / hr}$$

จะเห็นว่าที่ CDF1 ซึ่งมีอัตราการเพิ่มขึ้นของ Cost สูงเมื่อระยะเวลาไฟฟ้าดับนานขึ้น ซึ่งจะทำให้อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับสูงขึ้นไปด้วย เพราะฉะนั้นผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท CDF1 จึงใช้ระบบที่มีระดับความเชื่อถือได้ที่สูงเพราะมี Cost เนื่องจากไฟฟ้าดับแพง ซึ่งจะเห็นว่าที่จุดโหลด A ซึ่งมีความเชื่อถือได้สูงจะให้ผลของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับสูงกว่าจุดโหลด B ซึ่งมีความเชื่อถือได้ต่ำ ในขณะที่ CDF2 ที่จุดโหลด A ซึ่งมีอัตราการเพิ่มขึ้นของ Cost ต่ำเมื่อระยะเวลาไฟฟ้าดับนานขึ้น ซึ่งจะทำให้อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับต่ำลงไปด้วย เพราะฉะนั้นผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท CDF2 ใช้ระบบที่มีระดับความเชื่อถือได้ต่ำได้เพราะมี Cost เนื่องจากไฟฟ้าดับถูก ซึ่งจะเห็นว่าที่จุดโหลด A ซึ่งมีความเชื่อถือได้สูงจะให้ผลของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับต่ำกว่าจุดโหลด B ซึ่งมีความเชื่อถือได้ต่ำ เพราะฉะนั้นแบบจำลองความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับจะบ่งบอกถึงระดับของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ (IER)

และถ้าหากเปรียบเทียบผลของ CEM และ BIM ดังแสดงในภาพที่ 7.62-7.64 จะเห็นว่าทั้งสองวิธีนี้ให้ผลที่แตกต่างกัน เนื่องจากทั้งสองวิธีคำนวณจากระยะเวลาในการซ่อมแซมที่แตกต่างกัน ซึ่ง CEM คำนวณจากระยะเวลาในการซ่อมแซมของแต่ละอุปกรณ์มีนิมัลคัตเซตของจุดโหลด ในขณะที่ BIM คำนวณจากระยะเวลาในการซ่อมแซมเฉลี่ยของทุกอุปกรณ์มีนิมัลคัตเซตของจุดโหลด เนื่องจากในแต่ละช่วงเวลาไฟฟ้าดับในแบบจำลองความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ



(CDF) มีมูลค่าความเสียหาย (Cost) ไม่เท่ากัน มูลค่าความเสียหายของระยะเวลาซ่อมแซมของ CEM และ BIM จึงไม่เท่ากัน ทำให้มูลค่าความเสียหายทั้งหมด (ECOST) ของ CEM และ BIM มีค่าแตกต่างกันดังแสดงในภาพที่ 7.62 อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ (IER) มีจึงมีค่าไม่เท่ากันดังแสดงในภาพที่ 7.64

สำหรับดัชนีที่ใช้สำหรับประเมินอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของระบบ ดังแสดงในภาพที่ 7.65-7.67 จะเห็นว่าดัชนีนี้ให้ผลในทิศทางที่ไม่แตกต่างกับดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องกับระยะเวลาไฟฟ้าดับ, ความพร้อมมูล และจำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้จ่ายให้แก่แต่ละจุดโหลดของระบบ กล่าวคือ ทั้งระบบทดสอบที่ 2, 3, 5 และ 7 ให้ผลที่ดีที่สุดและไม่แตกต่างกับระบบทดสอบที่ 6 มากนัก แต่สำหรับระบบทดสอบที่ 4 และ 1 จะมีค่าความเชื่อถือได้น้อยกว่าตามลำดับ

สำหรับมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) ซึ่งเป็นต้นทุนชนิดหนึ่งของระบบไฟฟ้าจะเปรียบเทียบได้ตามตารางที่ 7.34

ตารางที่ 7.34 ผลการเปรียบเทียบมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ

ระบบ ทดสอบ	มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ ที่จุดโหลดวิกฤต (บาท/ปี)				มูลค่าความเสียหายเนื่องจาก ไฟฟ้าดับทั้งหมด (บาท/ปี)	
	CEM	เปรียบเทียบกับระบบ ทดสอบที่ 6	BIM	เปรียบเทียบกับระบบ ทดสอบที่ 6	SIM	เปรียบเทียบกับระบบ ทดสอบที่ 6
1	14,821.1	13,575.1	14,829.9	12,643.1	139,289	80,183
2	3,903.8	2,657.8	6,108.3	3,921.46	61,749	2,643
3	3,738.7	2,492.7	6,008.5	3,821.67	60,839.5	1,733.45
4	1,246.1	0.09	2,186.8	0.0179	96,887.9	37,781.9
5	1,247.6	1.605	2,187.9	1.1574	59,693.7	587.607
6	1,245.9	-	2,186.8	-	59,106	-
7	1,245.9	-0.02	2,186.8	0.0088	58,870.4	-235.6049

หมายเหตุ เครื่องหมาย (+) หมายถึง มูลค่าความเสียหายสูงกว่าระบบทดสอบที่ 6  
เครื่องหมาย (-) หมายถึง มูลค่าความเสียหายต่ำกว่าระบบทดสอบที่ 6

จากตารางที่ 7.34 จะเห็นว่าระบบที่มีต้นทุนในการสร้างระบบที่สูงขึ้นซึ่งมีความเชื่อถือได้สูงจะมีต้นทุนของความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่ต่ำลง ซึ่งเป็นไปตามภาพที่ 1.1 ซึ่งแสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่าใช้จ่ายกับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

#### 7.1.10.5 การเลือกระบบที่เหมาะสมที่สุดตามหลักเกณฑ์ที่กำหนดไว้

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะเลือกระบบที่เหมาะสมที่สุดด้วยหลักเกณฑ์ดังต่อไปนี้

1. ระบบต้องมีดัชนีความเชื่อถือได้สูงกว่าหรือไม่แตกต่างจากระบบทดสอบที่ 6
2. ระบบต้องมีอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับต่ำกว่าหรือไม่แตกต่างจากระบบทดสอบที่ 6
3. ต้นทุนในการสร้างระบบจะต้องไม่สูงกว่าระบบทดสอบที่ 6

จากหลักเกณฑ์ข้างต้น จะสามารถสรุปผลของการประเมินระบบทดสอบได้ตามตารางที่ 7.35 โดยสรุปได้ว่าแต่ละระบบผ่านหลักเกณฑ์ข้างต้นหรือไม่

ตารางที่ 7.35 สรุปผลของการประเมินระบบทดสอบ

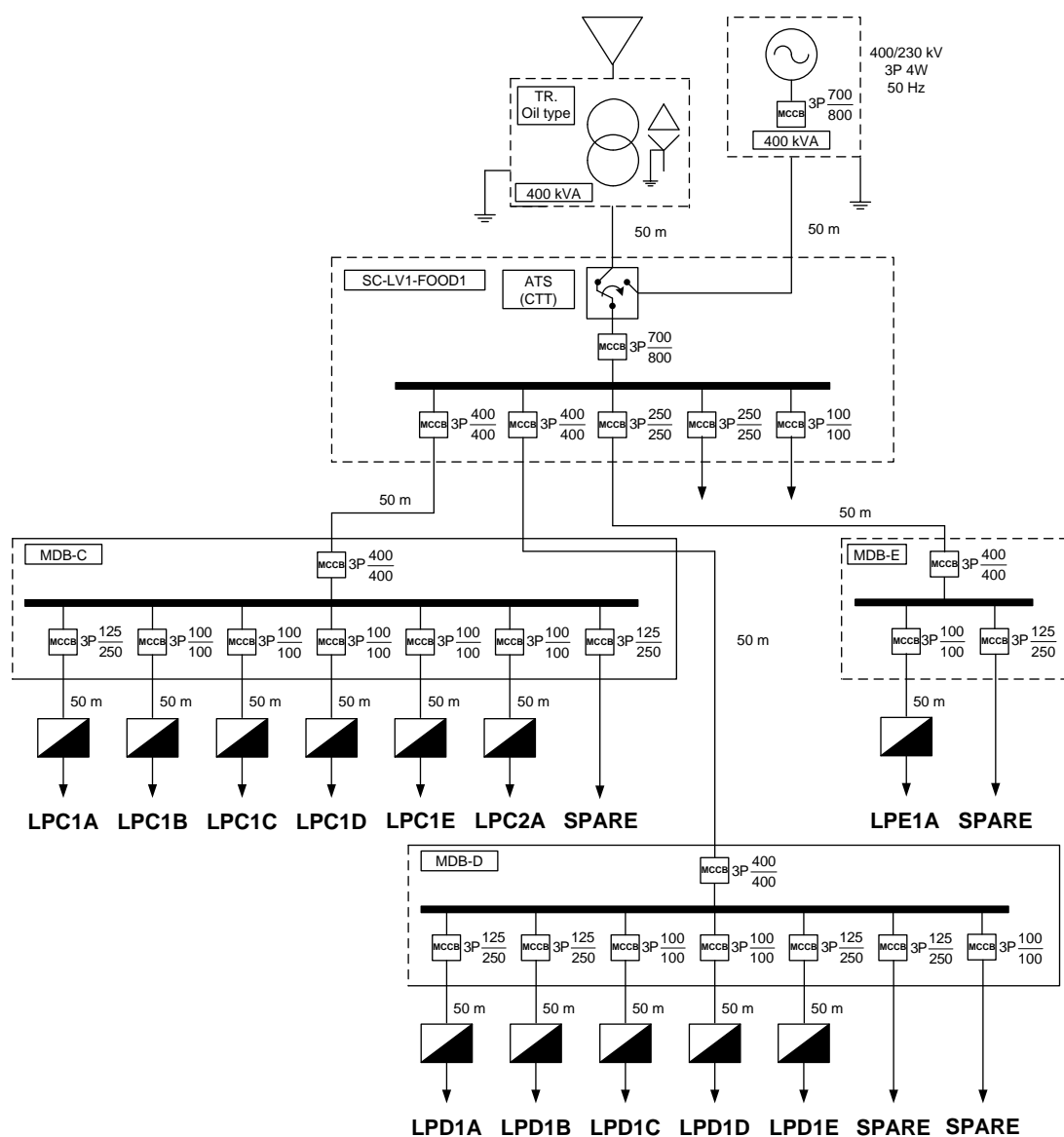
ระบบ	ความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด	ความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้า	อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของโหลดวิกฤต	อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของระบบ	ต้นทุนสร้างระบบ
1	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน
2	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
3	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
4	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน
5	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
7	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ไม่ผ่าน

จากตารางสรุปผลของการประเมินระบบ จะเห็นว่าระบบทดสอบที่ 5 ซึ่งเป็นระบบที่ถูกดัดแปลงให้ไม่มียูพีเอสสำรอง (N) ระบบทดสอบนี้มีดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด ดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงจากผู้ใช้ไฟฟ้า อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของจุดโหลดวิกฤตและระบบไม่แตกต่างจากระบบทดสอบที่ 6 มากนัก แต่มีต้นทุนในการสร้างระบบต่ำกว่าถึงเกือบ 20,000,000 บาท ดังนั้นระบบทดสอบที่ 5 จึงเป็นระบบที่เหมาะสมที่สุด

## 7.2 การทดลองกรณีที่ 2

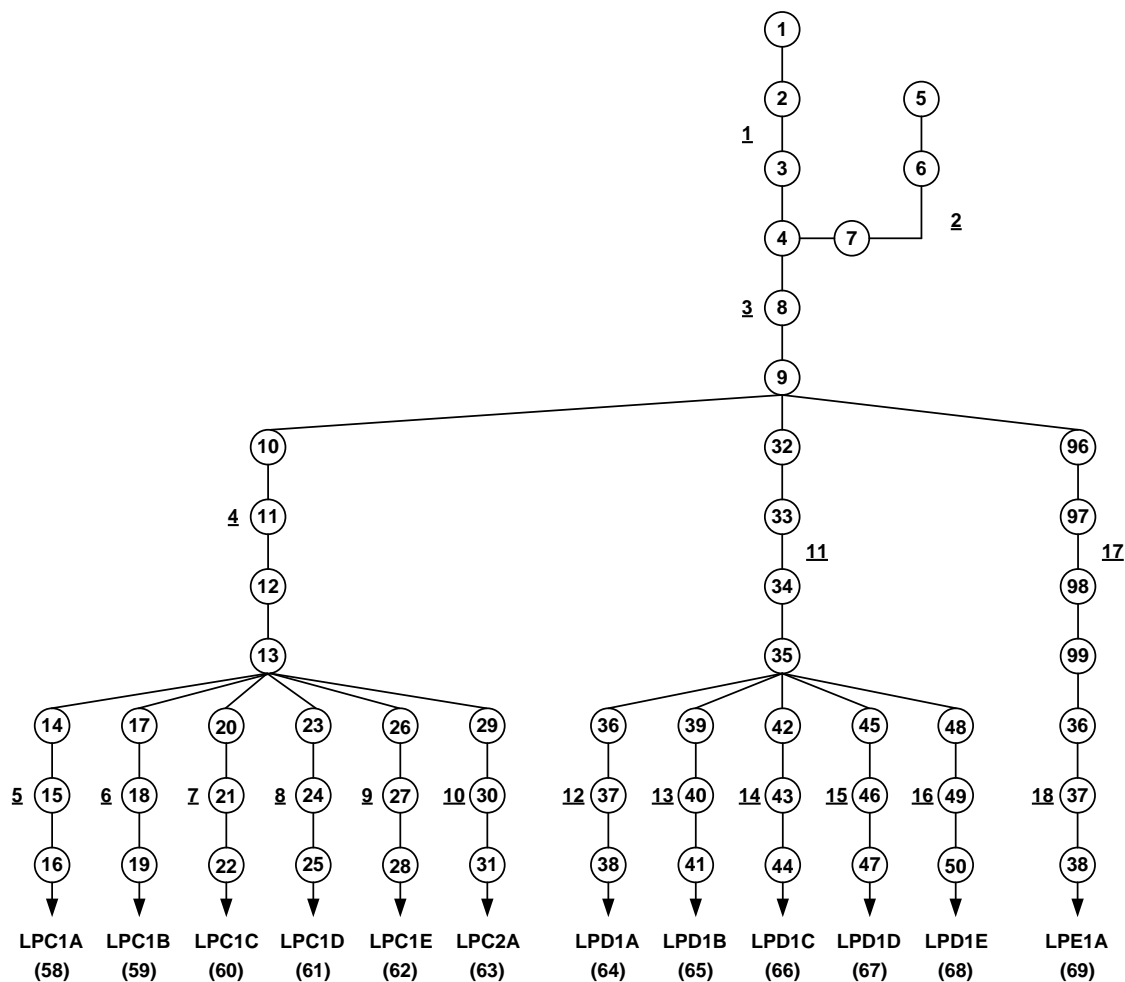
### 7.2.1 ระบบทดสอบของการทดลองกรณีที่ 2

การทดลองนี้ใช้ระบบไฟฟ้าของโรงงานอุตสาหกรรมที่เกี่ยวข้องกับอาหารแห่งหนึ่งซึ่งตั้งอยู่ใน จังหวัดสระบุรี ระบบนี้ถูกจัดอยู่ในโครงสร้างพื้นฐานของระบบที่ 1 แต่ไม่มีอุปกรณ์ยูพีเอสดังแสดงในภาพ 7.70



ภาพที่ 7.70 แผนภาพเส้นเดียวของระบบไฟฟ้าของการทดลองกรณีที่ 2

กำหนดหมายเลขให้กับทุกอุปกรณ์ สาขาและจุดโหลดในระบบทดสอบ โดยกำหนดให้ อุปกรณ์บัสบาร์ เอทีเอส และจุดโหลดเป็นจุดปม แผนภาพดังกล่าวสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 7.71



ภาพที่ 7.71 แผนภาพแสดงหมายเลขของระบบไฟฟ้าของการทดลองกรณีที่ 2

สำหรับความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ต่างๆในระบบจากมาตรฐาน IEEE Std 493<sup>TM</sup>-2007 [2] ได้แสดงในตารางที่ 7.36 เนื่องจากระบบดังกล่าวตั้งอยู่ในเขตเทศบาลเมือง จังหวัดสระบุรี จึงใช้ค่าความเชื่อถือได้ของ Utility จากระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในเขตเทศบาลเมือง [19] ในส่วนรายละเอียดของโหลดในแต่ละจุดโหลดในระบบได้แสดงในตารางที่ 7.37 สำหรับแบบจำลองความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้า (CDF) ที่ใช้การทดลองกรณีนี้ คือ แบบจำลอง TSIC31 ซึ่งเป็นแบบจำลองสำหรับอุตสาหกรรมที่เกี่ยวข้องกับอาหารและยาสูบ โดยเลือกแบบจำลองในพื้นที่จ่ายไฟของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค แบบจำลองดังกล่าวได้แสดงในตารางที่ 7.38 และภาพที่ 7.72

ตารางที่ 7.36 ความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ในระบบสำหรับการทดลองกรณีที่ 2

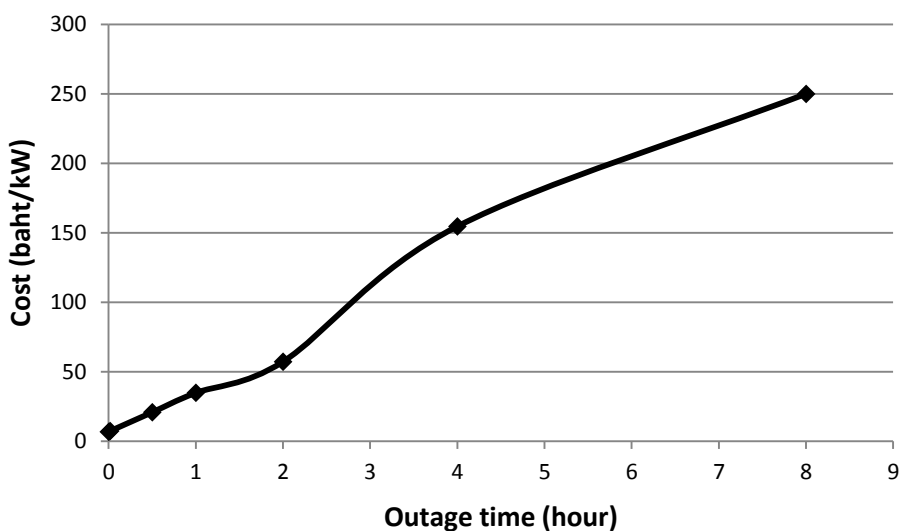
อุปกรณ์	$\lambda$ (ครั้ง/ปี)	r (ชั่วโมง/ครั้ง)
Utility	6.88	0.523
Transformer (liquid type), non-forced air, 400 kVA	0.00111	5.00
Cable, aboveground, in conduit, $\leq$ 600 V, per 1000 ft	0.00007	8.00
Switchgear, bare bus, $\leq$ 600 V	0.00949	7.29
Diesel engine generator, unpackaged, 400 kVA	0.63299	24.05
MCCB (3-phase, fixed), normally closed, $<$ 600 A	0.00002	0.00
MCCB (3-phase, fixed), normally closed, $>$ 600 A	0.00001	0.00
ATS, CTT, $>$ 600 A	0.0858	5.74
Load center, switch gear control	0.01962	1.27

ตารางที่ 7.37 รายละเอียดของโหลดในแต่ละจุดโหลดของการทดลองกรณีที่ 2

จุดโหลด	จำนวน อุปกรณ์ทั้งหมด	จำนวน อุปกรณ์ที่ ล้มเหลว	กำลังไฟฟ้า (VA)	L.F.
LPC1A	218	218	52200	0.6
LPC1B	132	132	24600	0.6
LPC1C	174	174	19600	0.6
LPC1D	163	163	41100	0.6
LPC1E	156	156	33300	0.6
LPC2A	176	176	48000	0.6
LPD1A	121	121	21900	0.6
LPD1B	332	332	35500	0.6
LPD1C	155	155	17400	0.6
LPD1D	138	138	22700	0.6
LPE1A	161	161	37400	0.6

ตารางที่ 7.38 แบบจำลอง TSIC31 ในพื้นที่จ่ายไฟของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

TSIC	ระยะเวลาไฟฟ้าดับ (Baht/kW-peak)						
	ไฟกระพริบ	1 นาที	30 นาที	1 ชั่วโมง	2 ชั่วโมง	4 ชั่วโมง	8 ชั่วโมง
31	6.73	7.30	20.81	34.83	57.18	154.55	249.92



ภาพที่ 7.72 แบบจำลอง TSIC31 ในพื้นที่จ่ายไฟของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

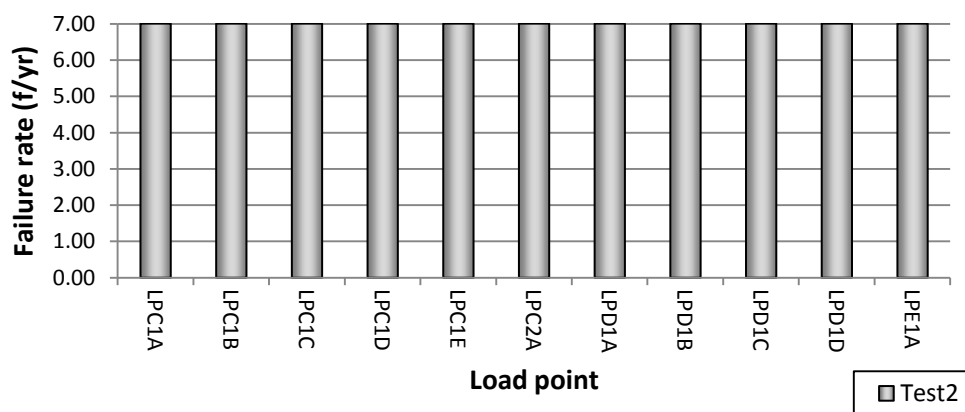
## 7.2.2 ผลการคำนวณของการทดลองกรณีที่ 2

ตารางที่ 7.39 ผลการคำนวณของความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดของการทดลองกรณีที่ 2

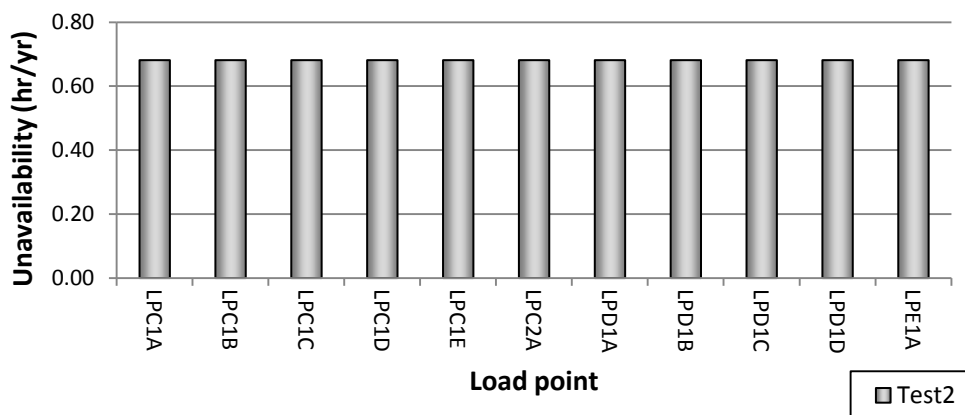
จุดโหลด	$\lambda$ (ครั้ง/ปี)	$r$ (ชั่วโมง/ครั้ง)	$U$ (ชั่วโมง/ปี)	$U$	$A$
LPC1A	7.0060149	0.0972452	0.6813013	0.0000778	0.9999222
LPC1B	7.0060149	0.0972452	0.6813013	0.0000778	0.9999222
LPC1C	7.0060149	0.0972452	0.6813013	0.0000778	0.9999222
LPC1D	7.0060149	0.0972452	0.6813013	0.0000778	0.9999222
LPC1E	7.0060149	0.0972452	0.6813013	0.0000778	0.9999222
LPC2A	7.0060149	0.0972452	0.6813013	0.0000778	0.9999222
LPD1A	7.0059949	0.0972455	0.6813013	0.0000778	0.9999222
LPD1B	7.0059949	0.0972455	0.6813013	0.0000778	0.9999222

ตารางที่ 7.39 ผลการคำนวณของความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดของการทดลองกรณีที่ 2 (ต่อ)

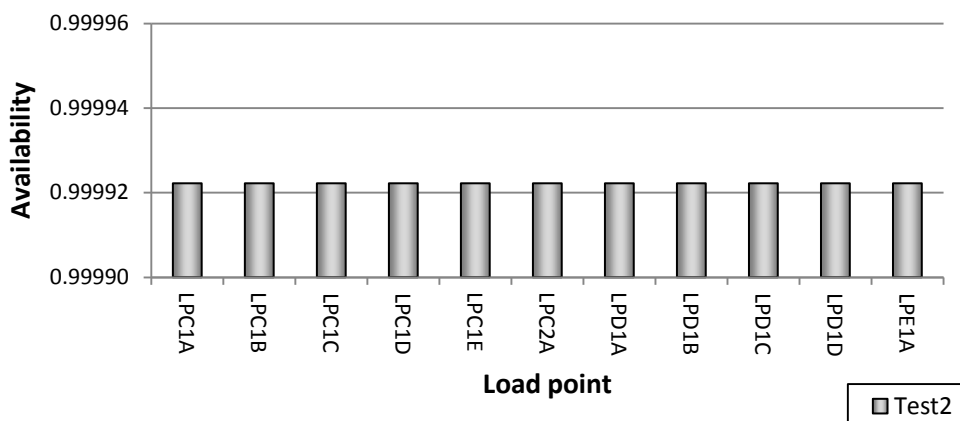
จุดโหลด	$\lambda$ (ครั้ง/ปี)	$r$ (ชั่วโมง/ครั้ง)	$U$ (ชั่วโมง/ปี)	$U$	$A$
LPD1C	7.0059949	0.0972455	0.6813013	0.0000778	0.9999222
LPD1D	7.0059949	0.0972455	0.6813013	0.0000778	0.9999222
LPE1A	7.0059149	0.0972466	0.6813013	0.0000778	0.9999222



ภาพที่ 7.73 อัตราการล้มเหลวของแต่ละจุดโหลดของการทดลองกรณีที่ 2



ภาพที่ 7.74 ระยะเวลาไฟฟ้าดับต่อปีของแต่ละจุดโหลดของการทดลองกรณีที่ 2



ภาพที่ 7.75 ความพร้อมมูลของแต่ละจุดโหลดของการทดลองกรณีที่ 2

จากผลการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดจะเห็นว่าทุกจุดโหลดของระบบทดสอบของการทดลองนี้ให้ผลที่ใกล้เคียงกัน

ตารางที่ 7.40 ผลการคำนวณของความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้าของการทดลองกรณีที่ 2

ดัชนีของความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้า	ผลการคำนวณ
SAIFI (ครั้ง/อุปกรณ์-ปี)	7.0059986
SAIDI (ชั่วโมง/อุปกรณ์-ปี)	0.6813013
CAIFI (ครั้ง/อุปกรณ์-ปี)	7.0059986
CAIDI (ชั่วโมง/ครั้ง)	0.0972454
ASAI	0.9999222
ASUI	0.0000778
ENS (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ปี)	0.1522300
AENS (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/อุปกรณ์-ปี)	0.0000730
ACCI (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/อุปกรณ์-ปี)	0.0000730

ตารางที่ 7.41 ผลการคำนวณของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของการทดลองกรณีที่ 2

ดัชนี	ECOST (บาท/ปี)	EENS (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ปี)	IER (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
SIM	14,953.3884	152.2300	98.2289



## บทที่ 8

### สรุปผลวิจัยและข้อเสนอแนะ

#### 8.1 สรุปผลการวิจัย

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ศึกษาการประเมินระบบไฟฟ้าของโรงงานอุตสาหกรรมโดยใช้ดัชนีความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับซึ่งคำนวณด้วยวิธีการวิเคราะห์โดยอาศัยหลักการมินิมัลคัตเซต ผลการประเมินทำให้ทราบถึงความเชื่อถือได้เชิงปริมาณของจุดโหนดในระบบและของระบบ รวมถึงมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่จะเกิดขึ้นจริงของจุดโหนดวิกฤตในระบบและของระบบ ซึ่งดัชนีดังกล่าวสามารถใช้เปรียบเทียบและวิเคราะห์ในการตัดสินใจออกแบบระบบและประเมินความคุ้มค่าในการลงทุนได้ โดยการทดลองของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้แบ่งออกเป็น 2 กรณี ได้แก่

กรณีที่ 1 วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ดัดแปลงระบบไฟฟ้าของโรงงานอุตสาหกรรมปิโตรเคมีแห่งหนึ่งให้อยู่ในเทียร์อันดับต่างๆ จากนั้นจึงประเมินความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับรวมถึงต้นทุนในการสร้างระบบ ผลการประเมินดังกล่าวสามารถใช้ในการเปรียบเทียบและวิเคราะห์เพื่อหาระบบที่เหมาะสมที่สุดในการลงทุนได้

กรณีที่ 2 วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้คำนวณดัชนีความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าของโรงงานอุตสาหกรรมอาหารแห่งหนึ่ง และแสดงผลการคำนวณของดัชนี

#### 8.2 ข้อเสนอแนะสำหรับการศึกษาและพัฒนา

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้มีข้อเสนอแนะสำหรับการศึกษาและพัฒนาการประเมินระบบไฟฟ้าที่ออกแบบภายใต้หลักเกณฑ์ของการจัดอันดับเทียร์โดยใช้ดัชนีความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับซึ่งคำนวณด้วยวิธีการวิเคราะห์ ดังต่อไปนี้

1. การประเมินความเชื่อถือได้ด้วยวิธีการวิเคราะห์ (Analytic method) จะให้ผลการคำนวณที่แน่นอน กล่าวคือที่ระบบเดียวกัน คำตอบจะมีเพียงค่าเดียวแม้ว่าจะคำนวณหลายครั้งก็ตาม ซึ่งอาจทำให้ผู้ออกแบบและผู้ใช้ระบบไฟฟ้ามั่นใจในระบบสูงเกินไป และมีผลต่อการตัดสินใจในการลงทุนติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มเติมเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ให้ระบบ ดังนั้นจึงควรประเมินความเชื่อถือได้ด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์ (Simulation method) ควบคู่ด้วย ซึ่งจะช่วยให้ผู้ออกแบบและผู้ใช้ระบบไฟฟ้าทราบถึงความไม่แน่นอนที่เกิดขึ้นในระบบ

2. ควรใช้ข้อมูลทางสถิติของอุปกรณ์ เช่น อัตราการล้มเหลว ( $\lambda$ ) และระยะเวลาเฉลี่ยในการซ่อมแซม ( $r$ ) ที่ถูกเก็บข้อมูลในที่มีสภาวะแวดล้อมเดียวกับระบบไฟฟ้าที่ต้องการประเมิน เพื่อให้ได้ผลการประเมินที่มีค่าที่แม่นยำมากยิ่งขึ้น

3. ควรพิจารณาการขัดข้องเนื่องจากการซ่อมบำรุง (Maintenance outage) ด้วย เพื่อให้สอดคล้องกับความเป็นจริงมากยิ่งขึ้น

4. ควรศึกษาการประเมินความเชื่อได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับสำหรับระบบไฟฟ้าอื่นๆที่ต้องการความเชื่อถือได้ที่สูงด้วย เช่น ระบบไฟฟ้าของโรงพยาบาล ห้างสรรพสินค้า หรือโรงงานอุตสาหกรรมประเภทอื่นๆที่ไม่ได้ทดลองในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ เป็นต้น

## รายการอ้างอิง

- [1] Roy Billinton and R.N. Allan. Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques. 2<sup>nd</sup> edition. London: Plenum Press, 1992.
- [2] IEEE Std 493<sup>TM</sup>-2007. IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2007.
- [3] วรพงษ์ ดีอารมย์. การประเมินดัชนีความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับในระบบจำหน่ายไฟฟ้า. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทบริหารธุรกิจ, สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2539.
- [4] การศึกษาอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ. สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2544.
- [5] สุทธิพงษ์ รัตนากากร. การประเมินความเชื่อถือของการจัดอันดับเทียร์สำหรับการออกแบบระบบไฟฟ้า. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทบริหารธุรกิจ, สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2552.
- [6] Power System Reliability Analysis, Application Guide. Montreal: CIGRE publication, Edited by Lesley Kelley Regnier, 1987.
- [7] W. Pitt Turner IV, P.E., John H. Seader, P.E., and Kenneth G. Brill. Tier Classification Define Site Infrastructure Performance. The Uptime Institute, 2008.
- [8] Robert Arno, Addam Friedl, P.E., Peter Gross, P.E., and Robert Schuerger, P.E. Reliability of Example Data Center Designs Selected by Tier Classifications. IEEE Industrial and Commercial Power Systems Conference (I&CPS) (May 2010): 1-8.
- [9] Robert Arno, Gardson Githu, P.E., Peter Gross, P.E., Robert Schuerger, P.E., and Scott Wilson, P.E. Reliability of Example Mechanical Systems Cooling for Data Center Designs Selected by Tier Classifications. Industrial Applications Society Annual Meeting (IAS) (October 2010): 1-8.
- [10] ประสิทธิ์ พิทยพัฒน์. การออกแบบระบบไฟฟ้า. กรุงเทพฯ: ทีซีจี พรินติ้ง, 2545.

- [11] Shri Karve. Three of a kind [UPS topologies, IEC standard]. IEEE Review 46 (Mar 2000): 27-31.
- [12] W.P. Harris. UPS systems – Static or Rotary? Electronics and Power 33 (Jul 1987): 465.
- [13] Automatic Transfer Switches, Application and Installation Guide. Caterpillar, 2007.
- [14] โสทธิพงษ์ พิชัยสวัสดิ์. การประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าโดยการใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทมหาบัณฑิต, สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2539.
- [15] R.N. Allan, R. Billinton and M.F De Oliverira. An Efficient Algorithm for deducing the Minimal Cuts and Reliability Indices of General Network Configuration. IEEE Transactions on Reliability R-25 (1976): 226-233.
- [16] Roy Billinton and Ronald N Allan. Reliability Evaluation of Power System. London: Pitman Publishing, 1984.
- [17] R.N. Allan, R. Billinton and M.F De Oliverira. Reliability evaluation of the auxiliary electrical systems of Power stations. IEEE Transactions on Power Apparatus and systems 96 (1977): 1441-1449.
- [18] Timothy Colye, Robert G. Arno and Peyton S. Hale, Jr. Application of the Minimal Cut Set Reliability Analysis Methodology to the Gold Book Standard Network. Industry and Commercial Power Systems Technical Conference Record (2002): 82-93.
- [19] รายงานผลการดำเนินงาน ประจำปี 2553 ไตรมาสที่ 1-4 (1 มกราคม- 31 ธันวาคม 2553), กองวิเคราะห์และประเมินผล ฝ่ายนโยบายและยุทธศาสตร์ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. 2554.

ภาคผนวก

ภาคผนวก ก

ราคาโดยประมาณของอุปกรณ์ในระบบสำหรับการทดลองกรณีที่ 1

ตารางที่ ก.1 ราคาโดยประมาณของอุปกรณ์ในระบบสำหรับการทดลองกรณีที่ 1

Item description	Price (baht)
<b>Cast resin transformer</b>	
24kV: 415/240V, 2,000 kVA	1,666,000
24kV: 415/240V, 1,000 kVA	1,330,000
<b>Diesel engine generator</b>	
415/240V, 2,000 kVA	9,636,900
415/240V, 1,000 kVA	5,482,400
<b>ATS switch</b>	
5000 A	1,109,500
2000 A	668,500
1000 A	460,600
200 A	401,100
100 A	401,100
<b>UPS</b>	
600 kVA, 15 minutes-back up	5,600,000
<b>ACB</b>	
5000 A	378,000
2500 A	224,500
1250 A	144,500
<b>MCCB</b>	
630 A	18,300
400 A	17,050
250 A	15,200
100 A	11,150
100 A	11,150

ตารางที่ ก.1 ราคาโดยประมาณของอุปกรณ์ในระบบสำหรับการทดลองครั้งที่ 1 (ต่อ)

Item description	Price (baht)
<b>CU busbar</b>	
4000 A, 100% neutral, 25% ground, 3 main bar, 6 feeder bar	219,648
2000 A, 100% neutral, 25% ground, 3 main bar, 6 feeder bar	78,321
2000 A, 100% neutral, 25% ground, 3 main bar, 12 feeder bar	128,265
2000 A, 100% neutral, 25% ground, 3 main bar, 15 feeder bar	153,237
1000 A, 100% neutral, 25% ground, 3 main bar, 12 feeder bar	74,391
1000 A, 100% neutral, 25% ground, 6 main bar, 12 feeder bar	143,064
450 A, 100% neutral, 25% ground, 3 main bar, 12 feeder bar	17,518
400 A, 100% neutral, 25% ground, 3 main bar, 12 feeder bar	17,518
300 A, 100% neutral, 25% ground, 3 main bar, 15 feeder bar	17,382
200 A, 100% neutral, 25% ground, 3 main bar, 9 feeder bar	8,934
<b>Cable</b>	
4000 A, Length 100 m, 8(3x300, 1x240, G-35 mm <sup>2</sup> ) CV, 8(4") IMC	3,137,133
4000 A, Length 500 m, 8(3x300, 1x240, G-35 mm <sup>2</sup> ) CV, 8(4") IMC	15,685,667
4000 A, Length 600 m, 8(3x300, 1x240, G-35 mm <sup>2</sup> ) CV, 8(4") IMC	18,822,800
2000 A, Length 200 m, 4(3x300, 1x240, G-35 mm <sup>2</sup> ) CV, 4(4") IMC	3,137,133
1000 A, Length 200 m, 2(3x300, 1x240, G-35 mm <sup>2</sup> ) CV, 2(4") IMC	1,568,567
1000 A, Length 300 m, 2(3x300, 1x240, G-35 mm <sup>2</sup> ) CV, 2(4") IMC	2,352,850
1000 A, Length 500 m, 2(3x300, 1x240, G-35 mm <sup>2</sup> ) CV, 2(4") IMC	3,921,417
450 A, Length 600 m, 3x300, 1x240, G-35 mm <sup>2</sup> CV, 4" IMC	2,352,850
400 A, Length 600 m 3x240, 1x185, G-25 mm <sup>2</sup> CV, 3.5" IMC	1,853,245
300 A, Length 400 m, 3x150, 1x150, G-25 mm <sup>2</sup> CV, 3" IMC	825,627
300 A, Length 500 m, 3x150, 1x150, G-25 mm <sup>2</sup> CV, 3" IMC	1,032,033
200 A, Length 100 m, 3x95, 1x95, G-16 mm <sup>2</sup> CV, 2.5" IMC	810,515
200 A, Length 600 m, 3x95, 1x95, G-16 mm <sup>2</sup> CV, 2.5" IMC	810,515
100 A, Length 100 m, 3x35, 1x35, G-10 mm <sup>2</sup> CV, 2" IMC	52,537
100 A, Length 800 m, 3x35, 1x35, G-10 mm <sup>2</sup> CV, 2" IMC,	420,293

ตารางที่ ก.1 ราคาโดยประมาณของอุปกรณ์ในระบบสำหรับการทดลองกรณีที่ 1 (ต่อ)

Item description	Price (baht)
50 A, Length 100 m, 3x10, 1x10, G-6 mm <sup>2</sup> CV, 1.25" IMC,	19,537
<b>Load center</b>	
LP#1-8, 16-17, Main lug 50 A, 18 way, + CB (1P) 20 A, 12 EA	31,300
LP#9-10, Main lug 100 A, 30 way, + CB (1P) 15 A, 30 EA	73,200
LP#11, Main lug 100 A, 36 way, + CB (3P) 20 A, 11 EA	39,600
LP#12-15, Main lug 100 A, 48 way, + CB (3P) 20 A, 14 EA	54,500
LP#18, Main lug 100 A, 30 way, + CB (1P) 30 A, CB (3P) 20 A (9 EA), 30 A (12 EA)	30,900



## ภาคผนวก ข

### โปรแกรมคอมพิวเตอร์

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้พัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์เพื่อใช้สำหรับคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าที่ออกแบบภายใต้หลักเกณฑ์การจัดอันดับเทียร์ โปรแกรมนี้พัฒนาโดยโปรแกรม Matlab และประกอบฟังก์ชันที่สำคัญดังต่อไปนี้

Reliability\_UPS () เป็นฟังก์ชันที่ใช้สำหรับคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ยูพีเอส

ATS\_gen\_or\_ut () เป็นฟังก์ชันที่ใช้สำหรับระบุว่าอุปกรณ์เอทีเอสตัวใดใช้สำหรับโอนย้ายโหลดไปรับพลังงานไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือระบบไฟฟ้าจากการไฟฟ้าสำรองเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ

Reliability\_alternative\_source () เป็นฟังก์ชันที่ใช้สำหรับคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

Reliability\_alternative\_utility () เป็นฟังก์ชันที่ใช้สำหรับคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าจากการไฟฟ้าสำรองและเส้นทางการจ่ายกำลังไฟฟ้า

New\_branch\_list () เป็นฟังก์ชันที่ใช้สำหรับสร้างเมตริกซ์ใหม่เพื่อจำแนกชนิดของแต่ละสาขาของจุดโหลดที่พิจารณา ได้แก่ สาขาที่จ่ายกำลังไฟฟ้าได้ทางเดียว (Unidirectional branch) หรือสองทาง (Bidirectional branch) และสาขาที่เป็นแหล่งจ่ายพลังงานหลักของจุดโหลด (Input branch)

Predecessors\_array () เป็นฟังก์ชันที่ใช้สำหรับหาผู้มาก่อนของสาขา (Predecessor of branch) ของจุดโหลดที่พิจารณา

Path\_tracing\_mod () เป็นฟังก์ชันที่ใช้สำหรับหาทุกเส้นทางต่ำสุดของจุดโหลดที่พิจารณา โดยหาจากผู้มาก่อนของสาขา

Find\_normal\_path () เป็นฟังก์ชันที่ใช้สำหรับตรวจสอบว่าเส้นทางต่ำสุดใดเป็นเส้นทางของแหล่งจ่ายพลังงานหลักของจุดโหลดที่พิจารณา

Minimal\_cut\_set () เป็นฟังก์ชันที่ใช้สำหรับหาอุปกรณ์มีนิมัลคัตเซตจากเส้นทางต่ำสุดที่เป็นเส้นทางของแหล่งจ่ายพลังงานหลักของจุดโหลดที่พิจารณา

Reliability () เป็นฟังก์ชันที่ใช้สำหรับคำนวณดัชนีของเหตุการณ์ล้มเหลว ณ จุดโหลด (Failure event) ของอุปกรณ์มินิมัลต์เซตที่พิจารณา โดยไม่คำนึงถึงแหล่งจ่ายพลังงานสำรอง

Check\_cut\_set\_w\_path () เป็นฟังก์ชันที่ใช้สำหรับตรวจสอบว่าอุปกรณ์มินิมัลต์เซตตัวที่พิจารณานั้น ถ้าเหตุการณ์ล้มเหลวแล้วโหลดจะถูกโอนย้ายไปรับพลังงานจากแหล่งจ่ายสำรองใดบ้าง หรืออีกนัยหนึ่งคืออุปกรณ์มินิมัลต์เซตอยู่ในเส้นทางจ่ายกำลังไฟฟ้าของแหล่งจ่ายสำรองใดบ้าง และนอกจากนี้ฟังก์ชันยังใช้สำหรับตรวจสอบว่าอุปกรณ์มินิมัลต์เซตเป็นอุปกรณ์巴士บาร์หรือไม่

Reliability\_plus\_alter () เป็นฟังก์ชันที่ใช้สำหรับคำนวณดัชนีของเหตุการณ์ล้มเหลว ณ จุดโหลดของอุปกรณ์มินิมัลต์เซตที่พิจารณา โดยคำนึงถึงแหล่งจ่ายพลังงานสำรองและเหตุการณ์ล้มเหลวของเซอร์กิตเบรกเกอร์ด้วย

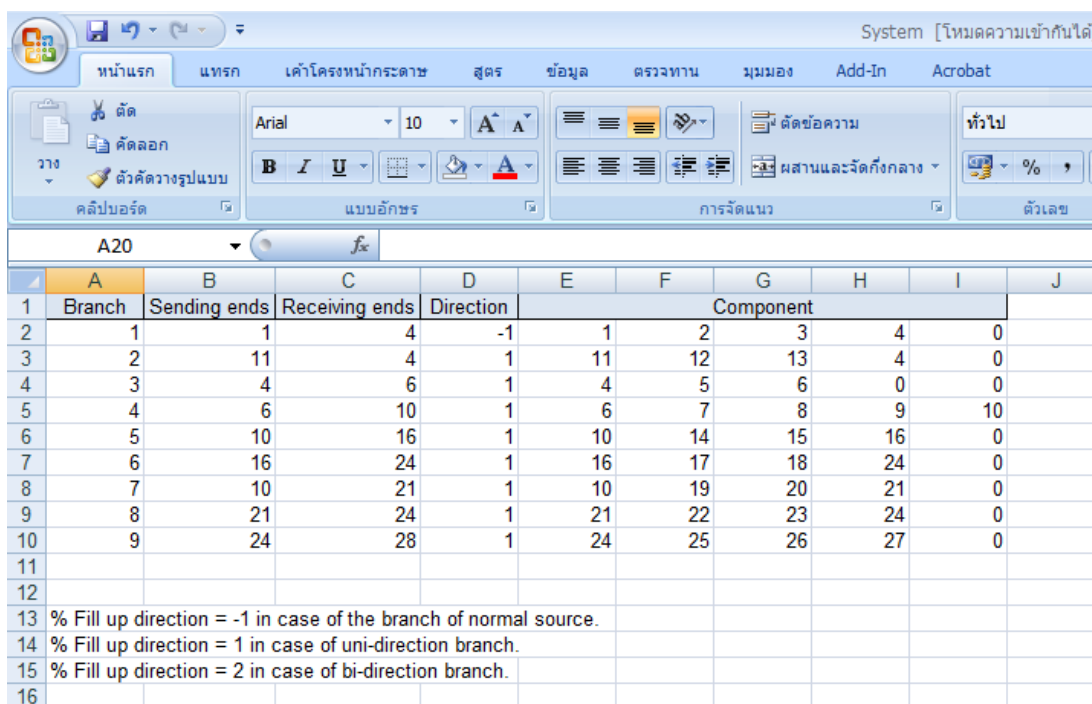
Collect\_LP\_indexes () เป็นฟังก์ชันที่ใช้สำหรับเก็บค่าดัชนีของเหตุการณ์ล้มเหลว ณ จุดโหลดของทุกอุปกรณ์มินิมัลต์เซตและคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด

Reliability\_customer\_load\_oriented () เป็นฟังก์ชันที่ใช้สำหรับคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้า

Interrupted\_energy\_rate () เป็นฟังก์ชันที่ใช้สำหรับคำนวณอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ

สำหรับการใช้งานโปรแกรมนี้ สามารถป้อนข้อมูลได้ที่ไฟล์ Microsoft excel ที่ชื่อ System โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ที่หน้าแรก “System” ใช้สำหรับป้อนโครงสร้างของระบบโดยป้อนที่ละสาขา ดังแสดงในภาพที่ ข.1



	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	Branch	Sending ends	Receiving ends	Direction	Component					
2	1	1	4	-1	1	2	3	4	0	0
3	2	11	4	1	11	12	13	4	0	0
4	3	4	6	1	4	5	6	0	0	0
5	4	6	10	1	6	7	8	9	10	0
6	5	10	16	1	10	14	15	16	0	0
7	6	16	24	1	16	17	18	24	0	0
8	7	10	21	1	10	19	20	21	0	0
9	8	21	24	1	21	22	23	24	0	0
10	9	24	28	1	24	25	26	27	0	0
11										
12										
13	% Fill up direction = -1 in case of the branch of normal source.									
14	% Fill up direction = 1 in case of uni-direction branch.									
15	% Fill up direction = 2 in case of bi-direction branch.									
16										

ภาพที่ ข.1 การป้อนข้อมูลที่หน้า System

จากภาพที่ ข.1 สาขาหมายเลข 1 มีโนดผู้ส่งคือ อุปกรณ์หมายเลข 1 และมีโนดผู้รับคือ อุปกรณ์หมายเลข 4 สำหรับ Direction นั้น ที่สาขาหมายเลข 1 ป้อน -1 เนื่องจากเป็นสาขาที่เป็นแหล่งจ่ายพลังงานหลักของจุดโหลด (Input branch) ให้ แต่ถ้าหากเป็นสาขาที่จ่ายกำลังไฟฟ้าได้ทางเดียว (Unidirectional branch) หรือสองทาง (Bidirectional branch) ให้เติม 1 และ 2 ตามลำดับ จากนั้นป้อนอุปกรณ์ที่อยู่ในสาขาหมายเลข 1 ได้แก่ อุปกรณ์หมายเลข 1, 2, 3 และ 4

ที่หน้า “Reliability data” ใช้สำหรับป้อนข้อมูลค่าอัตราการล้มเหลว (Failure rate) และระยะเวลาเฉลี่ยในการซ่อมแซม (Repair time) ของอุปกรณ์ในระบบ ดังแสดงในภาพที่ ข.2

	A	B	C	D	E
1	Component	Failure rate (f/yr)	Repair rate (f/yr)		
2	1	1.956	1.32		
3	2	0.00042	0.00		
4	3	2.29659E-05	8.00		
5	4	0.0858	5.74		
6	5	0.00185	0.50		
7	6	0.00949	7.29		
8	7	0.00185	0.50		
9	8	4.59318E-05	8.00		
10	9	0.00185	0.50		
11	10	0.00949	7.29		

ภาพที่ ข.2 การป้อนข้อมูลที่หน้า Reliability data

ที่หน้า “Source” ใช้สำหรับป้อนข้อมูลแหล่งจ่ายพลังงานในระบบ ดังแสดงในภาพที่ ข.3

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1		Source1		Source2			Source3			
2		Main source	Alternative	UPS	Main source	Alternative	UPS	Main source	Alternative	UPS
3		1	11	16						
4		0	0	21						
5										
6										
7		% In case no alternative and UPS, fill up zero (0).								
8										

ภาพที่ ข.3 การป้อนข้อมูลที่หน้า Source

จากภาพที่ ข.3 จะเห็นว่าจะต้องกำหนดแหล่งจ่ายพลังงานหลัก จากนั้นจึงป้อนข้อมูลแหล่งจ่ายพลังงานสำรองที่จะจ่ายเมื่อแหล่งจ่ายหลักล้มเหลว ตัวอย่างเช่น ที่แหล่งจ่ายพลังงาน

หลักหมายเลข 1 ซึ่งคือ มีอุปกรณ์หมายเลข 1 มีอุปกรณ์หมายเลข 11 และอุปกรณ์ยูพีเอส หมายเลข 16 และ 21 เป็นแหล่งจ่ายพลังงานสำรอง

ที่หน้า “Load” ใช้สำหรับป้อนข้อมูลของแต่ละจุดโหลดในระบบ ดังแสดงในภาพที่ ข.4

	A	B	C	D	E	F
1	Load point	Node	Number of customer	Total load (VA)	L.F.	
2	1	28	40	20000	0.6	
3						
4						
5	% In case don't concern either LP, fill up zero (0).					
6						

ภาพที่ ข.4 การป้อนข้อมูลที่หน้า Load

ที่หน้า “ATS” ใช้สำหรับป้อนข้อมูลของอุปกรณ์เอทีเอสในระบบ ดังแสดงในภาพที่ ข.5

	A	B	C	D	E	F	G	H
1		Node	Type	Normal source	Emergency source	Switching time A (sec)	Switching time B (sec)	
2	ATS1	4	1	1	11	10	3	
3	ATS2							
4								
5								
6	% In case of no ATS switch, don't fill up any number.							
7								
8	% Open transition switch type = 1							
9	% Close transition switch type = 2							
10								
11	% A == Switching time from normal source to emergency source							
12	% B == Switching time from emergency source to normal source							
13								

ภาพที่ ข.5 การป้อนข้อมูลที่หน้า ATS

ที่หน้า “UPS” ใช้สำหรับป้อนข้อมูลของอุปกรณ์ยูพีเอสในระบบ ดังแสดงในภาพที่ ข.6

	A	B	C	D	E
1		Node	Time	Type	
2	UPS1	16	15	3	
3	UPS2	21	15	3	
4	UPS3				
5					
6					
7	% In case of no UPS, don't fill up any number.				
8					
9	% Offline(Standby) UPS = 1				
10	% Line interactive UPS = 2				
11	% Double conversion UPS = 3				
12					

ภาพที่ ข.6 การป้อนข้อมูลที่หน้า UPS

ที่หน้า “Busbar” ใช้สำหรับป้อนข้อมูลของอุปกรณ์บัสบาร์ในกรณีที่มีการล้มเหลวของเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ไม่อยู่ในเส้นทางต่ำสุดส่งผลให้บัสบาร์ต้องถูกปิดไปด้วย โดยป้อนหมายเลขอุปกรณ์บัสบาร์และเซอร์กิตเบรกเกอร์ ดังแสดงในภาพที่ ข.7

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	Busbar	Circuit Breaker						
2	6	5	7	0	0			
3	10	9	14	19	0			
4	24	18	23	25	0			
5								
6								
7	% In case don't concern the failure of CB at switchgear (bus bar), don't fill up any number.							
8								

ภาพที่ ข.7 การป้อนข้อมูลที่หน้า Busbar

ที่หน้า “Outage cost” ใช้สำหรับป้อนข้อมูลของแบบจำลองความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับจุดโหลดในระบบ ดังแสดงในภาพที่ ข.8

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1	Load point	Interrupted duration (Bath/kWpeak)							
2		0.000833333	0.016667	0.5	1	2	4	8	
3	28	3.38	8.25	43.21	59.34	103.74	195.55	355.68	
4									
5									
6	% In case of no concerned outage cost, don't fill up any number.								
7	% In case of no critical load, fill up zero (0) for the load point number, then fill up outage cost.								
8									

ภาพที่ ข.8 การป้อนข้อมูลที่หน้า Outage cost

หลังจากป้อนข้อมูลครบถ้วนและถูกต้อง จึงกดรันโปรแกรมที่ไฟล์ Matlab ที่ชื่อ System โปรแกรมจะแสดงผลการคำนวณของดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด ดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้าและอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ ที่หน้า Command Window ของโปรแกรม Matlab

### ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นาย สัมประสิทธิ์ ประสพสุข เกิดวันที่ 17 กันยายน พ.ศ. 2528 ที่จังหวัดนครศรีธรรมราช สำเร็จการศึกษาปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยมหิดล ในปีการศึกษา 2550 หลังจากสำเร็จการศึกษา ได้เข้าทำงานที่ บริษัท UTAC Thai Limited ใน ตำแหน่ง Process Engineer ระดับ B หลังจากนั้นในปีการศึกษา 2553 ได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย สังกัดห้องปฏิบัติการวิจัยระบบไฟฟ้ากำลัง