การศึกษาแบบจำลองในการคำนวณหาอายุเชิงเศรษฐกิจของสถานีไฟฟ้าแรงสูง โดยพิจารณาตามรูปแบบการจัดวางบัสบาร์กรณีศึกษาสถานีไฟฟ้า 115/22 kV

นายกรวิชญ์ ตั้งชีวะสมบัติ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สารนิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาเทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน สหสาขาวิชาเทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน
บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2561
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ECONOMIC LIFE MODEL DETERMINATION FOR SUBSTATION CONSTRUCTION CONSIDERING BUS BAR ARRANGEMENT CASE STUDY 115/22 kV SUBSTATION

Mr. Korawit Thangcheewasombut

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

An Independent Study Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements
for the Degree of Master of Science in Energy Technology and Management
Inter-Department of Energy Technology and Management
Graduate School
Chulalongkorn University
Academic Year 2018

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อสารนิพนธ์	การศึกษาแบบจำลองในการคำนวณหาอายุเชิงเศรษฐกิจของสถานีไฟฟ้าแรงสูง โดยพิจารณาตามรูปแบบการจัดวางบัสบาร์กรณีศึกษาสถานีไฟฟ้า 115/22 kV
โดย	นายกรวิชญ์ ตั้งชีวะสมบัติ
สาขาวิชา	เทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน
อาจารย์ที่ปรึกษาหลัก	รองศาสตราจารย์สุทัศน์ รัตนเกื้อกังวาน

บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับสารนิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต

คณะกรรมการสอบสารนิพนธ์

..... ประธานกรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ดร.ดาวัลย์ วิวรรธนะเดช)

..... อาจารย์ที่ปรึกษาหลัก
(รองศาสตราจารย์สุทัศน์ รัตนเกื้อกังวาน)

..... กรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สันต์ สัมปัตตะวนิช)

..... กรรมการ
(ดร.วีรินทร์ หวังจิรนิรันดร์)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

กรวิชญ์ ตั้งชีวะสมบัติ : การศึกษาแบบจำลองในการคำนวณหาอายุเชิงเศรษฐกิจของสถานีไฟฟ้าแรงสูง โดยพิจารณาตามรูปแบบการจัดวางบัสบาร์กรณีศึกษาสถานีไฟฟ้า 115/22 kV. (ECONOMIC LIFE MODEL DETERMINATION FOR SUBSTATION CONSTRUCTION CONSIDERING BUS BAR ARRANGEMENT CASE STUDY 115/22 kV SUBSTATION) อ.ที่ปรึกษาหลัก : รศ.สุทัศน์ รัตนเกื้อกังวาน

ความต้องการพลังงานไฟฟ้าภายในประเทศไทยมีอัตราการขยายตัวเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ส่งผลทำให้ระบบไฟฟ้าโดยรวมต้องมีการเสริมสร้างและพัฒนาความน่าเชื่อถือให้สามารถรองรับกับความต้องการทั้งหมดที่จะเกิดขึ้นได้และพลังงานทางเลือกที่จะมีเพิ่มมากขึ้นในอนาคต โดยสถานีไฟฟ้าแรงสูงนั้นเป็นส่วนหนึ่งที่สำคัญของระบบไฟฟ้าเพราะเป็นจุดเชื่อมโยงของระบบไฟฟ้าและจุดจ่ายกำลังไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งต้องสามารถการจ่ายไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอกับความต้องการโดยรวมของทั้งประเทศ

งานศึกษาวิจัยนี้ได้ศึกษาวิเคราะห์หลักการหาต้นทุนทั้งหมดตลอดอายุโครงการโดยใช้ทฤษฎีการหาต้นทุนตลอดช่วงอายุหรือ Life Cycle Cost (LCC) เป็นหลักการเชิงเศรษฐศาสตร์ ที่วิเคราะห์มูลค่าการลงทุนต่าง ๆ ได้แก่ มูลค่าการลงทุนเริ่มต้น มูลค่าการดำเนินการและบำรุงรักษา และมูลค่าอันเกิดจากไฟฟ้าดับ เป็นต้น เพื่อออกแบบรูปแบบจำลองโดยมีสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่จังหวัดระยองเป็นต้นแบบ ซึ่งการศึกษาวิจัยกรณีนี้ได้ทำการวิเคราะห์พิจารณารูปแบบการจัดวางบัสบาร์ส่วนใหญ่ที่ใช้ในประเทศไทยทั้งหมด 7 รูปแบบ ได้แก่ Single bus, Single bus with sectionalized, Main and transfer bus, Breaker and a half bus, Ring bus, Double bus with transfer, Double bus single breaker และ Double bus double breaker เป็นต้น โดยได้ยกตัวอย่างเปรียบเทียบถ้ามูลค่าการดำเนินการและซ่อมบำรุงรักษาเปลี่ยนไปแล้ว พบว่าถ้ากำหนดให้มูลค่าการดำเนินการและซ่อมบำรุงรักษามีค่าร้อยละ 3, 4 และ 5 ของมูลค่าการลงทุนจะสามารถหา Life Cycle Cost ได้เท่ากับ 34 ,31 และ 29 ปี ตามลำดับ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สาขาวิชา	เทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน	ลายมือชื่อนิสิต .....
ปีการศึกษา	2561	ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก .....

6087502820 : MAJOR ENERGY TECHNOLOGY AND MANAGEMENT
KEYWORD: Substation, Life cycle cost, Reliability electrical system

Korawit Thangcheewasombut : ECONOMIC LIFE MODEL DETERMINATION FOR SUBSTATION CONSTRUCTION CONSIDERING BUS BAR ARRANGEMENT CASE STUDY 115/22 kV SUBSTATION. Advisor: Assoc. Prof. SUTHAS RATANAKUAKANGWAN

The electricity demand in Thailand has increased steadily affect to the electrical power system for developing reliability that could be able to the needs of demands and could be renewable energy. Substation was significant part for the electrical power system because it is used as the connecting point of the electrical system and energizing to end user. Thus, it could be enough of electricity demands of the nation.

The study was to determine the Life Cycle Cost (LCC). LCC theory is economic principle that could be analyzed the total cost consist of Investment cost, Operation and Maintenance cost and interruption cost. Moreover, it can be designed economic life model by substation in Rayong province of Thailand as a model. This activity was considered seven of Bus Bar arrangement including Single bus, Single bus with sectionalized, Main and transfer bus, Breaker and a half bus, Ring bus, Double bus with transfer, Double bus single breaker and Double bus double breaker. As the results, the Life Cycle Cost were 34, 31 and 29, respectively in case that the Operation and Maintenance cost were 3, 4 and 5 percent of investment cost, respectively.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

Field of Study:	Energy Technology and Management	Student's Signature .....
Academic Year:	2018	Advisor's Signature .....

กิตติกรรมประกาศ

สารนิพนธ์ฉบับนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี เนื่องมาจากความช่วยเหลืออย่างดียิ่งของรองศาสตราจารย์ สุทัศน์ รัตนเกื้อกังวาน อาจารย์ที่ปรึกษาสารนิพนธ์ ซึ่งได้กรุณาให้ความรู้ คำแนะนำ และข้อคิดเห็นต่าง ๆ อย่างดียิ่งที่เป็นประโยชน์ตลอดระยะเวลาในการทำวิจัยนี้ ให้สำเร็จลุล่วงลงด้วยดี นอกจากนี้ผู้วิจัยต้องขอขอบพระคุณ ประธานกรรมการ และคณะกรรมการสอบสารนิพนธ์ ทุกท่านที่เสียสละเวลาในการสอบสารนิพนธ์นี้ รวมถึงหลักสูตรวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาเทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน (สหสาขาวิชา) ในด้านการสนับสนุนข้อมูลและการติดต่อประสานงาน

ท้ายนี้ ผู้วิจัยขอขอบพระคุณบิดามารดา และครอบครัว ที่เป็นกำลังใจมาตลอด ตลอดจนพี่น้องและเพื่อน ๆ ทุกท่านที่อยู่เบื้องหลังความสำเร็จนี้

กรวิชญ์ ตั้งชีวะสมบัติ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ค

บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... ง

กิตติกรรมประกาศ ..... จ

สารบัญ ..... ฉ

สารบัญตาราง ..... ฎ

สารบัญรูปภาพ ..... ฐ

บทที่ 1 บทนำ 1

1.1. ที่มาและความสำคัญของปัญหา 1

1.2. วัตถุประสงค์การวิจัย 5

1.3. ขอบเขตการวิจัย 5

1.4. ขั้นตอนการศึกษาและวิธีดำเนินการวิจัย 5

1.5. ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ 6

1.6. เนื้อหาของสารนิพนธ์ 6

บทที่ 2 ความรู้พื้นฐานการวิเคราะห์อายุเชิงเศรษฐกิจตามทฤษฎีต้นทุนตลอดช่วงอายุ 8

2.1. หลักการกำหนดอายุสถานีไฟฟ้าแรงสูง (Life cycle of substation) 8

2.1.1. ความต้องการหรือความคิด 8

2.1.2. การกำหนดรายละเอียด 8

2.1.3. การออกแบบ 9

2.1.4. การสร้างหรือการผลิต 9

2.1.5. การติดตั้งและการทดสอบเดินเครื่อง 9

2.1.6. การใช้งานและบำรุงรักษา 9

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2.1.7. การเลิกใช้งาน 9
2.2. การกำหนดอายุสถานีไฟฟ้า 10
2.3. ต้นทุนตลอดช่วงอายุ (Life cycle cost) 10
2.3.1. นิยามของต้นทุนตลอดอายุ 10
2.3.2. แนวคิดต้นทุนตลอดช่วงอายุ 11
2.3.3. การนำต้นทุนวงจรอายุมาประยุกต์ 11
2.3.4. กระบวนการวิเคราะห์ต้นทุนวงจร 12
2.4. การวิเคราะห์การเงินของโครงการ: สูตรและฟังก์ชัน (Financial Analysis) 13
2.4.1. ดอกเบี้ยคงต้น (Simple Interest) 14
2.4.2. ดอกเบี้ยทบต้น (Compound Interest) 14
2.4.3. อนุกรมเงินรายงวด (Annuity) 14
2.4.4. มูลค่าปัจจุบันของอนุกรมเงินรายงวด (Present Value of Annuity) 15
2.4.5. การผ่อนชำระหนี้ 15
2.4.6. ฟังก์ชันบนโปรแกรม Excel 15
บทที่ 3 ความรู้พื้นฐานของระบบภายในสถานีไฟฟ้าแรงสูง 17
3.1. ความหมายและรูปแบบในการจำหน่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าแรงสูง 17
3.1.1. สถานีไฟฟ้าแรงสูงแบบใช้ฉนวนอากาศ (Air Insulated Substation: AIS) 18
3.1.2. สถานีไฟฟ้าแรงสูงแบบใช้ฉนวนก๊าซ (Gas Insulated Substation: GIS) 18
3.2. อุปกรณ์หลักในระบบไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้าแรงสูง 19
3.2.1. เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit breaker) 19
3.2.2. สวิตช์ตัดตอน (Disconnecting Switch) 20
3.2.3. หม้อแปลงไฟฟ้า (Transformer) 21
3.2.4. สายส่งไฟฟ้า (Transmission line) 23
3.2.5. บัสบาร์ (Bus bar) 23

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3.3. หลักในการออกแบบของระบบไฟฟ้าที่ต้องคำนึง 24
3.3.1. การจัดวางของอุปกรณ์ (Arrangement) 24
3.3.2. ความเชื่อถือได้ (Reliability) 24
3.3.3. ความยืดหยุ่นในการทำงาน (Operation flexibility) 25
3.3.4. การวางแผนการเจริญเติบโตของโหลด (Planning Load growth) 25
3.3.5. การจัดเพื่อความสะดวกและปลอดภัย (Convenient and safety) 25
3.4. รูปแบบการจัดวางบัสบาร์ของสถานีไฟฟ้าแรงสูง 26
3.4.1. รูปแบบบัสเดี่ยว (Single bus) 26
3.4.2. รูปแบบบัสเดี่ยวตัดตอน (Single bus with sectionalized) 26
3.4.3. รูปแบบบัสประธานและบัสโอนสำรอง (Main and transfer bus) 27
3.4.4. รูปแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง (Breaker and a half bus) 28
3.4.5. รูปแบบบัสวง (Ring bus) 29
3.4.6. รูปแบบบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ (Double bus single breaker) 30
3.4.7. รูปแบบบัสประธานคู่ (Double bus double breaker) 31
3.5. วิธีดำเนินการและบำรุงรักษา (Operation & Maintenance) 32
3.5.1. เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit breaker) 32
3.5.2. สวิตช์ตัดตอน (Disconnecting switch) 32
3.5.3. หม้อแปลงไฟฟ้า (Transformer) 32
3.5.4. สายส่งไฟฟ้า (Transmission Line) 33
3.5.5. บัสบาร์ (Bus bar) 33
3.5.6. Surge Arresters, Medium and High Voltage 33
3.6. ดัชนีชี้วัดอันเกิดจากไฟฟ้าดับของแต่ละรูปแบบจัดเรียงบัสบาร์ 33
3.6.1. ทฤษฎีการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ 33

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

1. การประเมินความน่าเชื่อถือได้ โดยใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล 34
2. การประเมินความน่าเชื่อถือได้ โดยใช้วิธีการวิเคราะห์แบบมินิมัลคัตเซต 37
3.6.2. การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อได้ 37
LOLP (Loss of load probability) 37
EPNS (Expected Power Not Served) 38
LOLF (Loss of Load Frequency) 38
LOLD (Loss of Load Duration) 38
LOLE (Loss of Load Expectation) 38
EENS (Expected Energy Not Supplied) 38
SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) 38
SAIDI (System Average Interruption Duration Index) 39
ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ต่าง ๆ ของรูปแบบการจัดเรียงบัสบาร์ทั้ง 7 รูปแบบ 39
บทที่ 4 การวิเคราะห์และทดสอบตามทฤษฎีในการประเมินอายุเชิงเศรษฐกิจของสถานีไฟฟ้าแรงสูง และเสนอรูปแบบจำลอง 40
4.1. การคำนวณหาค่าใช้จ่ายในการลงทุน (Investment Cost) 40
4.2. การคำนวณหาค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและบำรุงรักษาแต่ละปี (Operation & Maintenance Cost Investment Cost) 44
4.3. การคำนวณหาค่าใช้จ่ายมูลค่าความเสียหายอันเกิดจากไฟฟ้าดับ (Power Interruption Cost) 46
4.4. รูปแบบจำลองจากโปรแกรม Excel 47
4.4.1. Input Data 48
4.4.2. Interruption Cost 49
4.4.3. Financial Cost 50
4.4.4. Summary 51

บทที่ 5 การประเมินผลกานรวิเคราะห์และทดสอบหาอายุเชิงเศรษฐกิจของสถานีไฟฟ้าแรงสูง 52
5.1. เมื่อพิจารณาที่ค่า O&M เป็น 3% ของต้นทุนการลงทุน 52
5.1.1. Single bus 52
5.1.2. Sectionalized single bus 53
5.1.3. Main and transfer bus 54
5.1.4. Breaker and a half 55
5.1.5. Ring bus 56
5.1.6. Double bus double breaker 57
5.1.7. Double bus single breaker 58
5.2. เมื่อพิจารณาที่ค่า O&M เป็น 4% ของต้นทุนการลงทุน 60
5.3. เมื่อพิจารณาที่ค่า O&M เป็น 5% ของต้นทุนการลงทุน 61
บทที่ 6 สรุปผลที่ได้จากงานศึกษาวิจัยและข้อเสนอแนะ 62
บรรณานุกรม 63
ภาคผนวก ก 64
ภาคผนวก ข 65
ภาคผนวก ค 66
ภาคผนวก ง 67
ภาคผนวก จ 68
ภาคผนวก ช 76
ประวัติผู้เขียน 77

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 1.1 สถิติและพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าสำหรับจัดทำแผน PDP (PDP 2015: กรณีฐาน). 2
ตารางที่ 3.1 ตารางแสดงแผนภาพเส้นเดี่ยวและข้อดีข้อเสีย Single bus 26
ตารางที่ 3.2 ตารางแสดงแผนภาพเส้นเดี่ยวและข้อดีข้อเสีย Single bus with sectionalized 27
ตารางที่ 3.3 ตารางแสดงแผนภาพเส้นเดี่ยวและข้อดีข้อเสีย Main and transfer bus 28
ตารางที่ 3.4 ตารางแสงแผนภาพเส้นเดี่ยวและข้อดีข้อเสีย Breaker & a half 29
ตารางที่ 3.5 ตารางแสดงแผนภาพเส้นเดี่ยวและข้อดีข้อเสีย Ring bus 30
ตารางที่ 3.6 ตารางแสดงแผนภาพเส้นเดี่ยวและข้อดีข้อเสีย Double bus single breaker 31
ตารางที่ 3.7 ตารางแสดงแผนภาพเส้นเดี่ยวและข้อดีข้อเสีย Double bus Double breaker 31
ตารางที่ 3.8 แสดงตัวอย่างการจำลองเหตุการณ์โดยที่ x และ y หมายถึงการล้มเหลว 35
ตารางที่ 3.9 ตัวอย่างการจำลองเหตุการณ์ตามวิธี Dagger Sampling Monte Carlo 36
ตารางที่ 3.10 ตัวอย่างการแสดงผลค่าความเชื่อถือได้จากวิธีทั้ง 2 37
ตารางที่ 3.11 ค่าความน่าเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสบาร์แต่ละรูปแบบ 39
ตารางที่ 4.1 รายละเอียดมูลค่าอุปกรณ์ที่ลงทุนในสถานีต้นแบบ จังหวัดระยอง 41
ตารางที่ 4.2 แสดงราคาอุปกรณ์หลักที่ใช้เป็นต้นแบบในการประมาณราคา 42
ตารางที่ 4.3 แสดงราคาอุปกรณ์หลักที่ใช้เป็นต้นแบบในการประมาณราคา 42
ตารางที่ 4.4 แสดงค่าใช้จ่ายในการลงทุนในแต่ละปี 43
ตารางที่ 4.5 แสดงค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษาในแต่ละปี 45
ตารางที่ 4.6 แสดงค่าใช้จ่ายมูลค่าความเสียหายอันเกิดจากไฟฟ้าดับ 47
ตารางที่ 5.1 อายุเชิงเศรษฐกิจของรูปแบบการจัดเรียงบัสบาร์แต่ละแบบ (3%) 59
ตารางที่ 5.2 มูลค่าต้นทุนต่อหน่วยของแต่รูปแบบการจัดเรียงบัสบาร์ (3%) 59
ตารางที่ 5.3 อายุเชิงเศรษฐกิจของรูปแบบการจัดเรียงบัสบาร์แต่ละแบบ (4%) 60

Chulalongkorn University

ตารางที่ 5.4 มูลค่าต้นทุนต่อหน่วยของแต่รูปแบบการจัดเรียงบัสบาร์ (4%)..... 60
ตารางที่ 5.5 อายุเชิงเศรษฐกิจของรูปแบบการจัดเรียงบัสบาร์แต่ละแบบ (5%)..... 61
ตารางที่ 5.6 มูลค่าต้นทุนต่อหน่วยของแต่รูปแบบการจัดเรียงบัสบาร์ (5%)..... 61

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สารบัญรูปภาพ

หน้า

ภาพที่ 1.1 รูปแบบการจัดเรียงบัสบาร์ของสถานีไฟฟ้าแรงสูง 3

ภาพที่ 1.2 แสดงรูปแบบการคำนวณ Life cycle cost analysis 4

ภาพที่ 2.1 รูปแบบกราฟเปรียบเทียบและวิเคราะห์มูลค่าการลงทุน มูลค่าการดำเนินงานและบำรุงรักษาและมูลค่าความเสียหายอันเกิดจาไฟฟ้าดับเพื่อหาอายุเชิงเศรษฐกิจ เพื่อหามูลค่ารวมปีที่ต่ำที่สุด 11

ภาพที่ 3.1 แสดงภาพรวมของระบบไฟฟ้ากำลัง 17

ภาพที่ 3.2 สถานีไฟฟ้าแรงสูงแบบใช้ฉนวนอากาศ 18

ภาพที่ 3.3 สถานีไฟฟ้าแรงสูงแบบใช้ฉนวนก๊าซ 19

ภาพที่ 3.4 แสดงตัวอย่างเซอร์กิตเบรกเกอร์ 19

ภาพที่ 3.5 แสดงตัวอย่างสวิตช์ปลดวงจร 20

ภาพที่ 3.6 แสดงตัวอย่างหม้อแปลงไฟฟ้า 21

ภาพที่ 3.7 แสดงตัวอย่างหม้อแปลงกระแส 22

ภาพที่ 3.8 แสดงตัวอย่างหม้อแปลงแรงดัน 23

ภาพที่ 3.9 ทฤษฎีที่ใช้ประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง 34

ภาพที่ 3.10 ระบบตัวอย่างสำหรับวิธีสุ่มช่วงเวลาการทำงาน 35

ภาพที่ 3.11 ช่วงเวลาการทำงานของอุปกรณ์แต่ละตัวที่เกิดจากการสุ่ม 36

ภาพที่ 3.12 วิธีตัวอย่างแบบมินิมัลคัตเซต 37

ภาพที่ 4.1 แสดงหน้าจอของรูปแบบสำหรับการจำลองโดยโปรแกรม Excel 48

ภาพที่ 4.2 รายละเอียการคำนวณ CAPEX Cost ต้นแบบ 49

ภาพที่ 4.3 รายละเอียดการคำนวณ CAPEX Estimate Cost 49

ภาพที่ 4.4 รายละเอียดการคำนวณ Interruption Cost 50

ภาพที่ 4.5 รายละเอียการคำนวณประกับค่า Financial Cost 50

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ภาพที่ 4.6 Summary..... 51
ภาพที่ 5.1 กราฟแสดง Life Cycle Cost ของรูปแบบ Single bus (3%)..... 52
ภาพที่ 5.2 กราฟแสดงต้นทุนต่อหน่วยการผลิต ของรูปแบบ Single bus (3%)..... 52
ภาพที่ 5.3 กราฟแสดง Life Cycle Cost ของรูปแบบ Sectionalized single bus (3%)..... 53
ภาพที่ 5.4 กราฟแสดงต้นทุนต่อหน่วยการผลิต ของรูปแบบ Sectionalized single bus (3%)..... 53
ภาพที่ 5.5 กราฟแสดง Life Cycle Cost ของรูปแบบ Main and transfer bus (3%)..... 54
ภาพที่ 5.6 กราฟแสดงต้นทุนต่อหน่วยการผลิต ของรูปแบบ Main and transfer bus (3%)..... 54
ภาพที่ 5.7 กราฟแสดง Life Cycle Cost ของรูปแบบ Breaker and a half (3%)..... 55
ภาพที่ 5.8 กราฟแสดงต้นทุนต่อหน่วยการผลิต ของรูปแบบ Breaker and a half (3%)..... 55
ภาพที่ 5.9 กราฟแสดงต้นทุนต่อหน่วยการผลิต ของรูปแบบ Breaker and a half (3%)..... 56
ภาพที่ 5.10 กราฟแสดงต้นทุนต่อหน่วยการผลิต ของรูปแบบ Breaker and a half (3%)..... 56
ภาพที่ 5.11 กราฟแสดง Life Cycle Cost ของรูปแบบ Double bus double breaker (3%)..... 57
ภาพที่ 5.12 กราฟแสดงต้นทุนต่อหน่วยการผลิต ของรูปแบบ Double bus double breaker (3%)
..... 57
ภาพที่ 5.13 กราฟแสดง Life Cycle Cost ของรูปแบบ Double bus double breaker..... 58
ภาพที่ 5.14 กราฟแสดงต้นทุนต่อหน่วยการผลิต ของรูปแบบ Double bus single breaker..... 58

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 1
บทนำ

บทนี้จะกล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตสารนิพนธ์ ขั้นตอนและวิธีดำเนินงานวิจัย ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากสารนิพนธ์ รวมถึงเนื้อหาของสารนิพนธ์ของเนื้อหาในแต่ละบท

1.1. ที่มาและความสำคัญของปัญหา

พลังงานไฟฟ้านั้นเป็นสิ่งจำเป็นในการดำรงชีวิตประจำวันและยังเป็นปัจจัยพื้นฐานที่สำคัญในการขับเคลื่อนทางเศรษฐกิจ ในปัจจุบันพบว่ามีข้อมูลเชิงสถิติของความต้องการกำลังไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น สอดคล้องกับกระทรวงพลังงานที่ได้มีการกำหนดแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า (Power Development Plan: PDP) ของประเทศไทยปี พ.ศ. 2558 – 2579 [1] โดยมีการเปรียบเทียบค่าพยากรณ์ความต้องการกำลังไฟฟ้าที่ใช้ในประเทศดังตารางที่ 1.1 เห็นได้ว่าตั้งแต่ปี 2555-2557 มีความต้องการกำลังไฟฟ้าเพิ่มขึ้นต่อเนื่องมาตลอด และตามที่สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานที่ได้มีการประกาศแผนงานพัฒนาระบบไฟฟ้าในภาพรวมของประเทศเพื่อรองรับการเข้าสู่ประชาคมเศรษฐกิจอาเซียน (ASEAN Community) [2] เพื่อให้หน่วยงานที่มีส่วนเกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้าเตรียมรองรับบูรณาการแผนงานพัฒนาระบบไฟฟ้าในภาพรวมของประเทศไทย โดยการเสริมสร้างและพัฒนาปรับปรุงความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้าทั้งในระบบของตัวเองและในส่วนที่ต้องประสานระหว่างกันแต่ละหน่วยงาน อันได้แก่ กฟผ. กฟภ. และ กฟน. ซึ่งเป็นหหน่วยงานที่มีหน้าที่รับผิดชอบและเกี่ยวข้องกับระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่าย ได้ให้ความสำคัญยิ่งกับการก้าวเข้าสู่ประชาคมเศรษฐกิจอาเซียนของประเทศไทยในส่วนของ กฟผ. กฟภ. และ กฟน. ได้มีแผนสร้างความน่าเชื่อถือโดยการเปลี่ยนระบบการเดินสายไฟฟ้าของระบบจำหน่ายในเขตกรุงเทพมาเป็นเดินสายใต้ดินในท่อร้อยสายหรืออุโมงค์ และเพื่อช่วยลดความเสี่ยงอันตายต่อชีวิตและทรัพย์สินด้วย

ในส่วนของสถานีไฟฟ้าแรงสูง กฟผ. กฟภ. และ กฟน. ได้มีการพัฒนาสถานีไฟฟ้าแรงสูงในเขตนครหลวงทั้งแบบ AIS และ GIS หากจุดจ่ายไฟฟ้าเกิดการขัดข้องจนไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าหรือกับระบบได้ จึงมีแผนพัฒนาปรับปรุงสถานีไฟฟ้าแรงสูงเดิมและพิจารณารูปแบบการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแห่งใหม่เพิ่ม เพื่อให้มีความน่าเชื่อถือและยืดยุ่นของระบบให้สามารถจ่ายไฟฟ้าโดยไม่มีปัญหาหรือมีโอกาสเกิดความขัดข้องลดลง ทั้งนี้รวมถึงนโยบายภาครัฐบาลที่ได้มีการสนับสนุนรับซื้อไฟฟ้าจากภาคเอกชนทั้งพลังงานหลักและพลังงานหมุนเวียนเข้ามา ทำให้การเชื่อมโยงระบบจำหน่ายมีความซับซ้อนมากกว่าในอดีต ทั้งโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม IPP โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม SPP โรงไฟฟ้าพลังงานทางเลือก เช่น โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิต โรงไฟฟ้าพลังงานลม โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล เป็นต้น จะได้เห็นได้ว่ามีตัวแปรหลายอย่างของระบบไฟฟ้าในปัจจุบันเปลี่ยนแปลงไป จึงควรต้องมีการศึกษาและวิเคราะห์ปรับปรุงระบบไฟฟ้าให้มีความน่าเชื่อถือมั่นและประสิทธิภาพที่ดีขึ้น รวมถึงพิจารณต้นทุนทั้งในส่วนของมูลค่าการก่อสร้าง มูลค่าการดำเนินงานและบำรุงรักษาเหมาะสม และมูลค่าความเสี่ยงให้เกิดคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์ด้วย

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

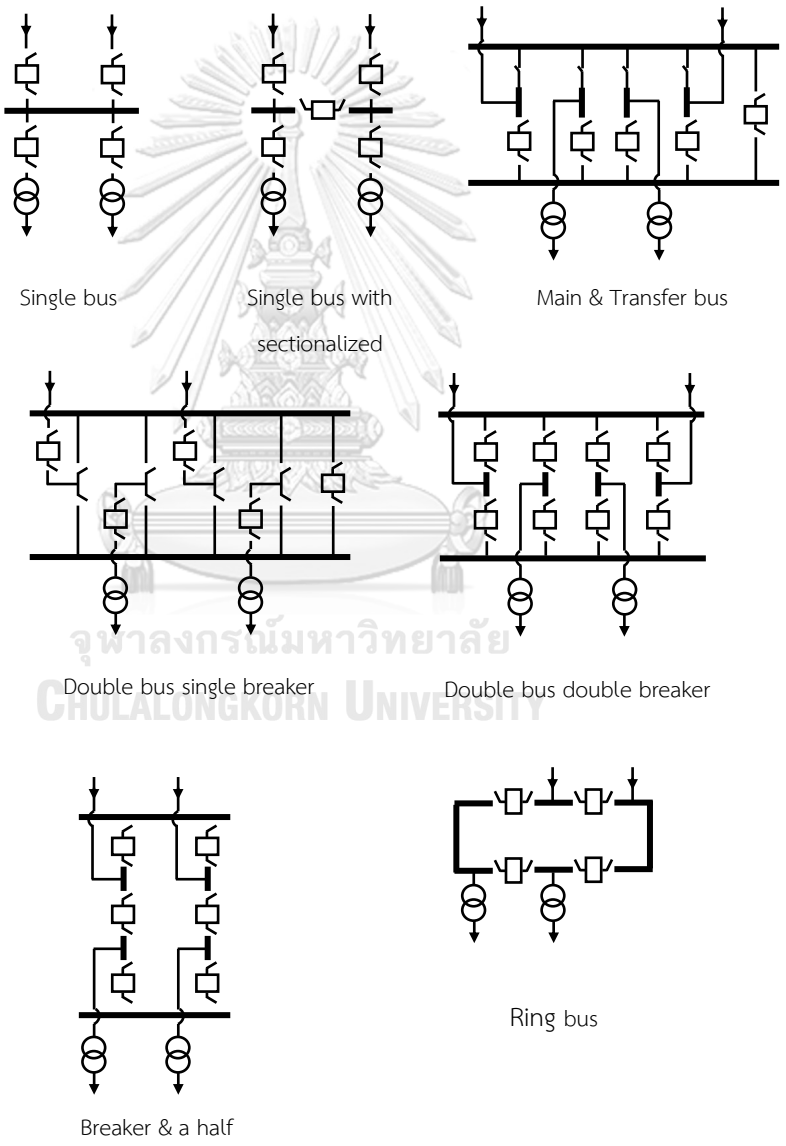
ตารางที่ 1.1 สถิติและพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าสำหรับจัดทำแผน PDP (PDP 2015: กรณีฐาน)

ปี	พลังงานไฟฟ้าสูงสุด			พลังงานไฟฟ้า			โหลดแฟกเตอร์	Intensity
	เมกะวัตต์	เพิ่ม		ล้านหน่วย	เพิ่ม		%	พันบาท
		เมกะวัตต์	%		ล้านหน่วย	%		
ค่าจริง : NET Generation								
2555	26,418.3	2,310	9.58	175,925.1	15,109	9.40	75.81	33.34
2556	27,084.5	666	2.52	177,543.8	1,619	0.92	74.63	32.88
2557	27,633.5	549	2.03	182,882.6	5,339	3.01	75.34	33.17
ค่าพยากรณ์ : NET Generation								
2558	29,051	1,418	5.13	190,285	7,403	4.05	74.77	33.11
2559	30,218	1,167	4.02	197,891	7,605	4.00	74.76	32.98
2560	31,385	1,167	3.86	205,649	7,758	3.92	74.80	32.75
2561	32,429	1,045	3.33	212,515	6,867	3.34	74.81	32.46
2562	33,635	1,206	3.72	220,503	7,987	3.76	74.84	32.35
2563	34,808	1,173	3.49	228,238	7,736	3.51	74.85	32.09
2564	35,775	967	2.78	234,654	6,416	2.81	74.88	31.67
2565	36.776	1,001	2.80	241,273	6,619	2.82	74.89	31.29
2566	37,740	964	2.62	247,671	6,398	2.65	74.92	30.88
2567	38,750	1,010	2.68	254,334	6,663	2.69	74.93	30.48
2568	39,752	1,002	2.59	260,764	6,430	2.53	74.88	30.04
2569	40,791	1,039	2.61	267,629	6,856	2.63	74.90	29.67
2570	41,693	903	2.21	273,440	5,812	2.17	74.87	29.16
2571	42,681	988	2.37	279,939	6,499	2.38	74.87	28.74
2572	43,489	807	1.89	285,284	5,445	1.95	74.91	27.82
2573	44,424	935	2.15	291,519	6,135	2.15	74.91	27.82
2574	45,438	1,013	2.28	298,234	6,715	2.30	74.93	27.41
2575	46,296	858	1.89	303,856	5,622	1.89	74.92	26.90
2576	47,025	729	1.58	309,021	5,164	1.70	75.02	26.36
2577	47,854	829	1.76	314,465	5,444	1.76	75.02	25.84
2578	48,713	859	1.79	320,114	5,649	1.80	75.02	25.35
2579	49,655	942	1.93	326,119	6,005	1.88	74.97	24.88
อัตราเพิ่มเฉลี่ย								
2555-2559	-	1,390	4.62	-	7,934	4.24	-	33.09
2560-2564	-	1,111	3.43	-	7,353	3.47	-	32.24
2565-2569	-	1,003	2.66	-	6,595	2.66	-	30.44
2570-2574	-	929	2.18	-	6,121	2.19	-	28.24
2575-2579	-	843	1.79	-	5,577	1.80	-	25.83
2557-2579	-	1,001	2.67	-	6,511	2.68	-	29.04

สถานีไฟฟ้าแรงสูงนั้นเป็นส่วนประกอบหนึ่งที่สำคัญต่อระบบไฟฟ้า เพราะเป็นจุดเชื่อมโยงของระบบไฟฟ้าและจุดจ่ายกำลังไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า ดังนั้นการล้มเหลว (Failure) หรือ การเกิดเหตุขัดข้อง (Outage) ของอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าย่อยสามารถส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าได้ ในการออกแบบสถานีไฟฟ้าแรงสูง เริ่มจากแผนภาพเส้น

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

เดี่ยว (Single-line diagram) โดยอ้างอิงจากสถานีไฟฟ้าย่อยต้นแบบ มีการจัดวางอุปกรณ์ต่าง ๆ ภายในสถานีไฟฟ้าแรงสูงโดยประกอบไปด้วยอุปกรณ์หลัก ได้แก่ ระบบตัดตอน (Switching) ระบบควบคุมและป้องกัน (Control and protection) และระบบวัด (Metering) ซึ่งปัจจัยที่สำคัญของการออกแบบระบบไฟฟ้าแรงสูงคือการเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสบาร์ภายในสถานีไฟฟ้าแรงสูง ได้แก่ Single bus, Single bus with sectionalized, Main and transfer bus, Breaker and a half bus, Ring bus, Double bus single breaker และ Double bus double breaker แสดงดังภาพที่ 1.1 เนื่องจากการจัดเรียงบัสบาร์แต่ละรูปแบบมีทั้งข้อดี ข้อเสีย ข้อจำกัด และค่าใช้จ่ายในการลงทุนที่แตกต่างกันไป การเลือกรูปแบบการจัดเรียงบัสบาร์ที่เหมาะสมจึงมีผลต่อความน่าเชื่อถือของสถานีไฟฟ้าแรงสูงในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้ารวมถึงมีผลกับแต่ละรูปแบบ

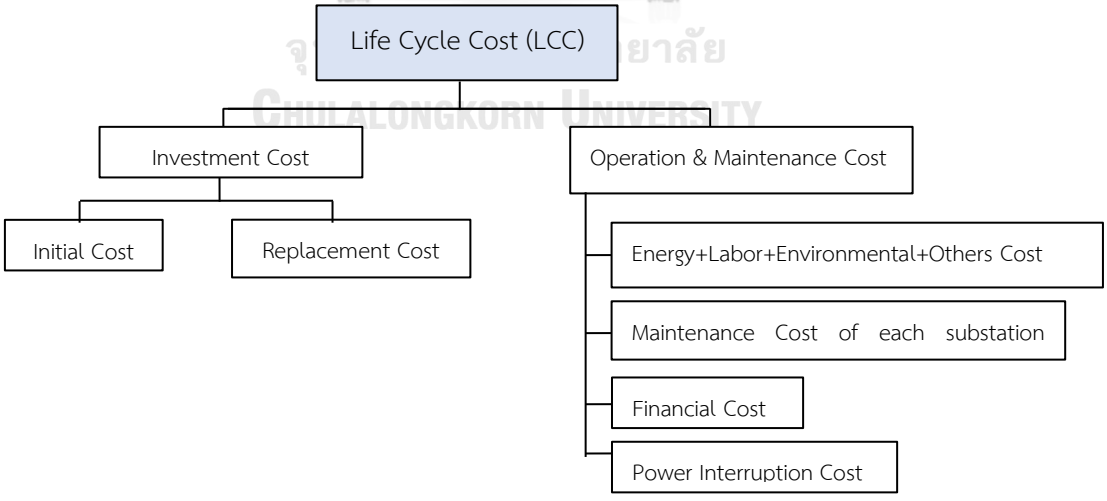


จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ภาพที่ 1.1 รูปแบบการจัดเรียงบัสบาร์ของสถานีไฟฟ้าแรงสูง

ปัจจุบันรูปแบบการจัดเรียงบัสบาร์สถานีไฟฟ้าแรงสูงในประเทศไทยมีอยู่ด้วยกันหลากหลายรูปแบบ ซึ่งพิจารณาจากระดับแรงดันไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าแรงสูงในแต่ละพื้นที่ และพิจารณาจากสถานที่ต้องการความน่าเชื่อถือสูงสถานีไฟฟ้าแรงสูงก็ควรใช้รูปแบบที่ประสิทธิภาพความน่าเชื่อถือตามไปด้วย เช่น สถานีไฟฟ้าแรงสูงที่เป็นจุดเชื่อมที่สำคัญในระบบ และสถานีไฟฟ้าแรงสูงในแหล่งท่องเที่ยว ถ้าสังเกตจากสถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนมากจะเป็นรูปแบบการจัดเรียงบัสบาร์แบบ Breaker and a Half และ Double bus double breaker แต่ก็ต้องพิจารณาในปัจจัยอื่น ๆ ควบคู่กันไปด้วย ได้แก่ มูลค่าการลงทุน มูลค่าจากการดำเนินงานและบำรุงรักษา มูลค่าจากความเสียหายอันเกิดจากไฟฟ้าดับ และการวิเคราะห์มูลค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ เช่น มูลค่าความเสียหายอันเกิดจากไฟฟ้าดับ และการคำนวณค่าใช้จ่ายตลอดช่วงอายุ(Life cycle costs หรือ LCC) เป็นต้น การวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ในรูปแบบของค่าใช้จ่ายตลอดช่วงอายุมีความสำคัญต่อการตัดสินใจการลงทุนมาก เนื่องจากค่าใช้จ่ายตลอดอายุจะสะท้อนค่าใช้จ่ายในการลงทุนต่าง ๆ ทั้งในค่าอุปกรณ์ ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและการบำรุงรักษาและมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ อีกด้วย

งานวิจัยนี้ได้ใช้ข้อมูลโครงการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแรงสูงแห่งหนึ่งเป็นกรณีตัวอย่าง เพื่อนำมาวิเคราะห์หาต้นทุนการลงทุน (Investment Cost) ต้นทุนการดำเนินการ (Operation & Maintenance Cost) ต้นทุนการเงิน (Finance Cost) และมูลค่าความเสียหายอันเกิดไฟฟ้าดับ (Power Interruption Cost) โดยใช้ทฤษฎี Life Cycle Cost (LCC) แสดงดังภาพที่ 1.2 เป็นเครื่องมือสำหรับเปรียบเทียบต้นทุนของสถานีไฟฟ้าแรงสูงในแต่ละรูปแบบและมูลค่าความเสียหายอันเกิดจากไฟฟ้าดับของสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่ส่งผลกระทบทางด้านเสถียรภาพและความน่าเชื่อถือในระบบไฟฟ้ารวม และใช้จำนวนครั้งของดัชนีเกิดไฟฟ้าดับเป็นตัวชี้วัด ดังนั้นเพื่อลดจำนวนการเกิดความเสียหายอันเกิดจากไฟฟ้าดับดังกล่าวขึ้น จึงนำไปสู่การพิจารณารูปแบบการจัดวางบัสบาร์และต้นทุนการลงทุนมาเป็นปัจจัยสำคัญในการออกแบบ



ภาพที่ 1.2 แสดงรูปแบบการคำนวณ Life cycle cost analysis

ด้วยเป้าหมายข้างต้นทางผู้วิจัยจึงมีแผนวิเคราะห์ต้นทุนการลงทุนตลอดอายุโครงการ ในรูปแบบการจัดวางบัสบาร์ต่าง ๆ เพื่อนำมาใช้เป็นรูปแบบจำลองและแนวทางการตัดสินใจการบริหารการจัดการต้นทุนสำหรับการลงทุนโครงการสถานีไฟฟ้าแรงสูงในอนาคตได้อย่างเหมาะสม

การศึกษาวิจัยนี้จะวิเคราะห์สถานีไฟฟ้าย่อยแบบใช้ฉนวนอากาศ (AIS) ทั้งหมด 7 รูปแบบ ได้แก่ Single bus system ,Single bus with sectionalized system ,Main & transfer system ,Double bus single breaker system ,Double bus double breaker system ,Breaker & a half system และ Ring bus system เป็นต้น เพื่อประเมินอายุเชิงเศรษฐกิจของสถานีไฟฟ้าแรงสูง

1.2. วัตถุประสงค์การวิจัย

1. เพื่อศึกษาหลักการหาต้นทุนการลงทุนตลอดอายุโครงการโดยใช้หลักการเชิงเศรษฐกิจ
2. เพื่อศึกษาแบบจำลองในการคำนวณหาอายุเชิงเศรษฐกิจของสถานีไฟฟ้าแรงสูงโดยพิจารณาตามรูปแบบการจัดวางบัสบาร์

1.3. ขอบเขตการวิจัย

1. ข้อมูลทำการศึกษารูปแบบการจัดวางบัสบาร์ที่มีในประเทศไทย ได้แก่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิต การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค การไฟฟ้านครหลวง และบริษัทเอกชนที่เกี่ยวข้อง เพื่อนำมาคำนวณหาต้นทุนการลงทุนในแต่ละรูปแบบ
2. การศึกษาวิจัยนี้ได้ใช้สถานีไฟฟ้าย่อยจังหวัดระยอง เป็นต้นแบบการวิเคราะห์ และกำหนดอายุเชิงเศรษฐกิจของสถานีไฟฟ้าย่อย อัตราการค่าซ่อมบำรุงรักษาและดัชนีค่าความเสียหายอันเกิดจากไฟฟ้าดับ
3. วิเคราะห์ต้นทุนการลงทุนและความคุ้มค่าการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแรงสูง 115/22 kV ตามรูปแบบการจัดวางบัสบาร์โดยใช้ทฤษฎีต้นทุนตลอดช่วงอายุ (Life Cycle Cost, LCC)
4. พิจารณาการจัดเรียงบัสบาร์ในรูปแบบมาตรฐาน 7 รูปแบบ ได้แก่ Single bus, Single bus with sectionalized, Main and transfer bus, Breaker and a half bus, Ring bus, Double bus with transfer, Double bus single breaker และ Double bus double breaker
5. พิจารณามูลค่าในการลงทุนของรูปแบบจัดเรียงบัสบาร์ต่าง ๆ จากอุปกรณ์หลักภายในสถานีไฟฟ้าแรงสูง ประกอบด้วยหม้อแปลง, เซอร์กิตเบรกเกอร์, สวิตช์ตัดตอน, บัสบาร์ เป็นต้น

1.4. ขั้นตอนการศึกษาและวิธีดำเนินการวิจัย

1. ศึกษาทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการหาต้นทุนและการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแรงสูง 115/22 kV ต้นทุนการลงทุน (Investment Cost) ต้นทุนการดำเนินการ (Operation & Maintenance Cost) ต้นทุนการเงิน (Finance Cost) และมูลค่าความเสียหายอันเกิดไฟฟ้าดับ (Power Interruption Cost)

2. ศึกษารูปแบบการจัดเรียงบัสบาร์ และข้อมูลสถิติการเกิดความผิดพลาดทางไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าแรงสูง 115/22 kV ในแต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัสบาร์
3. วิเคราะห์หาต้นทุนตลอดช่วงอายุจากทฤษฎี Life Cycle Cost (LCC) จากสถานีต้นแบบ และประยุกต์กับรูปแบบการจัดวางบัสบาร์ในรูปแบบต่าง ๆ ที่พิจารณา
4. ออกแบบรูปแบบจำลองสำหรับการหาค่า Life Cycle Cost (LCC) ตามรูปแบบการจัดวางบัสบาร์เพื่อคำนวณหาอายุเชิงเศรษฐกิจของสถานีไฟฟ้าย่อยในแต่ละรูปแบบ
5. วิเคราะห์และประเมินผลจากการศึกษามูลค่าการลงทุนการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแรงสูงแต่ละรูปแบบ

1.5. ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1. เพื่อหาต้นทุนที่แท้จริงงานก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย 115 kV ในแต่ละรูปแบบการจัดวาง บัสบาร์ (Bus bar arrangement)
2. ใช้เป็นแนวทางเพื่อพิจารณาในการปรับเปลี่ยนรูปแบบจัดการบัสบาร์ให้ระบบมีความน่าเชื่อถือ (Reliability)
3. ความมั่นคงของการจ่ายไฟฟ้า (Security) ความคล่องตัวและยืดหยุ่น (Flexibility) และ ความสะดวกในการบำรุงรักษา (Maintenance)
4. มีการบริหารจัดการอย่างมีประสิทธิภาพเพียงพอกับงบประมาณที่ตั้ง
5. เพื่อหาข้อดีข้อเสียบัสบาร์ในแต่ละรูปแบบการจัดวางบัสบาร์

1.6. เนื้อหาของสารนิพนธ์

สารนิพนธ์ฉบับนี้ ประกอบด้วยเนื้อหาจำนวน 6 บท โดยแต่ละบทมีเนื้อหาที่แตกต่างกันดังต่อไปนี้

บทที่ 1 นำเสนอที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตสารนิพนธ์ ขั้นตอนและวิธีดำเนินงานวิจัย ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากสารนิพนธ์

บทที่ 2 นำเสนอพื้นฐานการวิเคราะห์อายุเชิงเศรษฐกิจตามทฤษฎีต้นทุนตลอดช่วงอายุ (Life Cycle Cost: LCC) ซึ่งประกอบด้วย 1.หลักการกำหนดอายุสถานีไฟฟ้าแรงสูง 2.ต้นทุนตลอดช่วงอายุ (Life cycle cost) 3. การวิเคราะห์การเงินของโครงการ

บทที่ 3 นำเสนอพื้นฐานของระบบภายในสถานีไฟฟ้าแรงสูง ซึ่งประกอบด้วย 1.รูปแบบของสถานีไฟฟ้าแรงสูง 2.ชนิดของอุปกรณ์ไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้าแรงสูง 3.หลักกการออกแบบทางไฟฟ้าที่ต้องคำนึง 4.รูปแบบการจัดเรียงบัสบาร์ของสถานีไฟฟ้าแรงสูง 5.หลักการดำเนินการและบำรุงรักษา 6.ดัชนีชี้วัดอันเกิดจากไฟฟ้าดับของแต่ละรูปแบบจัดเรียงบัสบาร์

บทที่ 4 นำเสนอการวิเคราะห์และทดสอบตามทฤษฎีในการประเมินวิเคราะห์อายุเชิงเศรษฐกิจของสถานีไฟฟ้าแรงสูง รวมถึงออกแบบรูปแบบจำลองที่ใช้สำหรับประเมินอายุเชิงเศรษฐกิจของสถานีไฟฟ้าแรงสูง ได้แก่ 1.การคำนวณหาค่าใช้จ่ายในการลงทุน 2.การคำนวณหาค่าใช้จ่ายในการ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ดำเนินงานและบำรุงรักษาในแต่ละปี 3.การคำนวณหาค่าใช้จ่ายมูลค่าความเสียหายอันเกิดจากไฟฟ้าดับ 4.รูปแบบจำลองจากโปรแกรม Excel

บทที่ 5 นำเสนอการประเมินผลการวิเคราะห์และทดสอบหาอายุเชิงเศรษฐกิจของสถานีไฟฟ้าแรงสูง

บทที่ 6 นำเสนอสรุปผลที่ได้จากงานวิจัยและข้อเสนอแนะ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

บทที่ 2
ความรู้พื้นฐานการวิเคราะห์อายุเชิงเศรษฐกิจตามทฤษฎีต้นทุนตลอดช่วงอายุ

การประเมินความคุ้มค่าเชิงเศรษฐกิจเพื่อพิจารณาว่าโครงการนั้นเพื่อให้ได้รับผลตอบแทนสูงที่สุดหรือเกิดค่าใช้จ่ายน้อยที่สุดจำเป็นต้องมีการนำปัจจัยทางด้านการเงินและเศรษฐศาสตร์มาวิเคราะห์ด้วย ซึ่งในการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์นั้นจะประกอบด้วยมูลค่าผลตอบแทนที่ได้รับและมูลค่าที่ปรากฏและไม่ปรากฏของโครงการโดยรวมด้วย ดังนั้นการศึกษาวิจัยนี้ใช้เกณฑ์การประเมินจากการวิเคราะห์อายุเชิงเศรษฐกิจตามทฤษฎีต้นทุนตลอดช่วงอายุ (Life Cycle Cost: LCC) หรือทฤษฎีที่เกี่ยวข้องทางด้านการเงิน เพื่อประเมินมูลค่าตามแนวคิดอายุเชิงเศรษฐกิจให้เกิดประสิทธิผลสูงสุดโดยพิจารณาสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่มีการจัดวางบัสบาร์แตกต่างกันทั้ง 7 รูปแบบ เพื่อออกแบบรูปแบบจำลองอายุเชิงเศรษฐกิจของสถานีไฟฟ้า โดยมีแนวคิดหลักการและทฤษฎีทางด้านเศรษฐศาสตร์ที่นำมาพิจารณาดังนี้

2.1. หลักการกำหนดอายุสถานีไฟฟ้าแรงสูง (Life cycle of substation)

วิธีคำนวณต้นทุนวงจรอายุ (Life Cycle Cost, LCC) นั้นจะหาจากอายุของเครื่องจักรและอุปกรณ์นั้น ๆ โดยงานศึกษาวิจัยของนายอธิยุต จงใจ. (2556). [3] ได้กล่าวว่าโดยทั่วไปเครื่องจักรหรืออุปกรณ์นั้นมีจุดเริ่มต้นและจุดสิ้นสุด เรียกว่า วงจรอายุ ซึ่งแบ่งออกเป็นช่วงหรือระยะตามขั้นตอนการปฏิบัติที่เกี่ยวข้องกับเครื่องจักรหรืออุปกรณ์นั้น ๆ นิยมแบ่งออกเป็น 7 ระยะ โดยมีรายละเอียดดังนี้

- ความต้องการหรือความคิด
- การกำหนดรายละเอียด
- การออกแบบ
- การสร้างหรือการผลิต
- การติดตั้งและการทดสอบเดินเครื่อง
- การใช้งานและบำรุงรักษา
- การเลิกใช้งาน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2.1.1. ความต้องการหรือความคิด

คือ ระยะเริ่มต้นของเครื่องจักรและอุปกรณ์ เริ่มจากความต้องการหรือความคิดที่จะสร้างเครื่องจักรและอุปกรณ์ที่นำมาใช้ในการผลิตซึ่งมักจะเป็นความต้องการหรือความคิดกว้าง ๆ ที่จะสร้างเครื่องจักรหรืออุปกรณ์เพื่อนำไปใช้ในกระบวนการผลิตต่าง ๆ ที่กำหนด

2.1.2. การกำหนดรายละเอียด

คือ ระยะที่นำเอาความต้องการหรือความคิดในระยะแรกมากำหนดรายละเอียดต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องทั้งในด้านเทคนิคและด้านอื่น ๆ เช่น ขนาดกำลังการผลิต วิธีที่จะนำมาใช้ ค่าใช้จ่าย และแผนการดำเนินงาน เป็นต้น ซึ่งในระยะที่พิจารณาถึงการใช้งานและบำรุงรักษาตั้งแต่ระยะต้น ๆ ของวงอายุของเครื่องจักและอุปกรณ์ จะทำให้

ค่าใช้จ่ายวงจรอายุ (Life Cycle Cost: LCC) หรือค่าใช้จ่ายตลอดอายุการใช้งานของเครื่องจักรและอุปกรณ์ต่ำกว่าการนำเอามาพิจารณาระยะหลัง ๆ ทั้งนี้เนื่องจากค่าใช้จ่ายในการซ่อมบำรุงรักษาช่วงระยะต่าง ๆ ของวงจรอายุมีค่าไม่เท่ากัน เช่น การบำรุงรักษาช่วงระยะของการกำหนดรายละเอียดการออกแบบจะถูกกว่า การบำรุงรักษาเมื่อผลิตแล้ว เป็นต้น นอกจากนี้ยังพบกว่าเครื่องจักรหรืออุปกรณ์ที่มีราคาถูกมักไม่มีการคำนึงถึงมูลค่าของการใช้งานและบำรุงรักษาในระยะต้น ๆ จึงทำให้เกิดความเสียหายมากเมื่อนำมาใช้งาน ส่งผลให้มีค่าใช้จ่ายวงจรอายุสูงกว่าเครื่องจักรและอุปกรณ์ที่มีราคาแพงกว่าแต่พิจารณาค่าการใช้งานและบำรุงรักษาแล้ว

2.1.3. การออกแบบ

คือ ระยะของการออกแบบชิ้นส่วนต่าง ๆ ของเครื่องจักรและอุปกรณ์เพื่อนำมาประกอบเป็นเครื่องจักรและอุปกรณ์ตามรายละเอียดในระยะที่ 2 ซึ่งจะพิจารณาถึงปัจจัยต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องด้วย เช่น กรรมวิธีการผลิต แหล่งจัดหาชิ้นส่วนในการผลิต เป็นต้น

2.1.4. การสร้างหรือการผลิต

คือ ระยะของการเอาแบบชิ้นส่วน ต่าง ๆ ที่ได้ออกแบบไว้ในระยะที่ 3 มาผลิต แล้วนำเอามาประกอบเป็นเครื่องจักรและอุปกรณ์รวมถึงมาตรวจสอบและทดสอบ ซึ่งระยะนี้ต้องมีการควบคุมคุณภาพของชิ้นส่วนที่ได้ผลิตและจัดหามาแต่ละชิ้นให้เป็นไปตามข้อกำหนด ซึ่งในส่วนนี้จะส่งผลโดยตรงต่อการใช้งานและบำรุงรักษา

2.1.5. การติดตั้งและการทดสอบเดินเครื่อง

คือ ระยะของการนำเอาเครื่องจักรและอุปกรณ์ที่ได้สร้างหรือผลิตไปติดตั้ง หลังจากนั้นต้องมีการทดสอบเดินเครื่องจักรและอุปกรณ์ดังกล่าวให้สามารถทำงานได้ตามกำหนด เป็นการยืนยันความถูกต้องของวิธีการติดตั้ง

2.1.6. การใช้งานและบำรุงรักษา

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

คือ ระยะของการเดินเครื่องจักรและอุปกรณ์ในกระบวนการผลิต และบำรุงรักษาตามแผนที่กำหนดควบคู่กัน จนกระทั่งเครื่องจักรและอุปกรณ์นั้น ๆ หมดอายุการใช้งาน ซึ่งอายุการใช้งานของเครื่องจักรและอุปกรณ์จะมีอยู่ 2 ลักษณะ ได้แก่ อายุการใช้งานทางเทคนิค (Technical life) คือ อายุการใช้งานของเครื่องจักรและอุปกรณ์ตั้งแต่เริ่มการใช้งานจนกระทั่งเสื่อมสภาพไม่สามารถใช้งานได้อีก และอายุการใช้งานที่ประหยัดหรือคุ้มค่าที่สุด (Economic life) หรือในการศึกษาวิจัยนี้เรียกว่า “อายุเชิงเศรษฐกิจ” คือ อายุการใช้งานที่เครื่องจักรและอุปกรณ์สามารถทำงานได้โดยมีค่าใช้จ่ายโดยรวมทั้งหมดถูกที่สุด โดยทั่วไปแล้วเมื่อเครื่องจักรและอุปกรณ์ครบอายุการใช้งานไปแล้วยังสามารถใช้งานต่อได้แต่จะเกิดความไม่คุ้มค่าในเชิงมูลค่าผลผลิตที่ได้

2.1.7. การเลิกใช้งาน

คือ ระยะสุดท้ายของเครื่องจักรและอุปกรณ์ หรือเรียกว่าหมดสภาพการใช้งาน ไม่ว่าจะเป็นการเสื่อมสภาพการใช้งานทางเทคนิค หรือหมดสภาพทางเศรษฐกิจ แต่ต้องการใช้เครื่องจักรและอุปกรณ์เดิมจะต้องมีการจัดหาจัดซื้อมาทดแทน

ที่ได้กล่าวมาข้างต้นนี้เพื่อใช้เป็นแนวทางการกำหนดอายุการใช้งานโดยทั่วไปของสถานีไฟฟ้าแรงสูง เพื่อนำมาวิเคราะห์ทางด้านการเศรษฐศาสตร์และการเงินสำหรับการตัดสินใจการลงทุนก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแรงสูงในรูปแบบต่าง ๆ ซึ่งจะกล่าวถึงหลักในการกำหนดอายุของสถานีไฟฟ้าแรงสูงในส่วนถัดไป

2.2. การกำหนดอายุสถานีไฟฟ้า

สถานีไฟฟ้าทั่วไป จะกำหนดอายุอ้างอิงตามอุปกรณ์ที่อยู่ภายในสถานีซึ่งมักจะให้อายุของหม้อแปลงเป็นตัวกำหนด เนื่องจากเป็นอุปกรณ์หลักที่สำคัญและมีมูลค่ามากที่สุดในอุปกรณ์ทั้งหมด โดยปกติแล้วอายุเฉลี่ยของหม้อแปลงมีค่าประมาณ 40-50 ปี ตามข้อมูลจากผู้ผลิตและงานวิจัยจากหลายแหล่ง

อายุการทำงานของหม้อแปลงจะแปรผันตามปัจจัยต่าง ๆ อันได้แก่ อุณหภูมิแวดล้อมภายนอก ปริมาณของโหลดที่จ่าย ณ เวลานั้น ๆ รวมถึงคุณภาพของอุปกรณ์ภายในหม้อแปลง เป็นต้น แต่ในอุณหภูมิตามสภาพแวดล้อมของตามประเทศที่ส่งผลให้หม้อแปลงอายุ 40-50 ปีนั้นเป็นอุณหภูมิเฉลี่ยที่อยู่ประมาณ 30 องศาเซลเซียส แต่ในประเทศไทยอุณหภูมินั้นจะแตกต่างออกไปบ้าง จึงสมควรพิจารณาตามมาตรฐาน IEEE Guide for Loading Mineral Oil Immersed Transformer โดยจะได้อายุหม้อแปลง **ประมาณที่ 30 ปี** ถ้าจ่ายโหลดทีพิกัดของหม้อแปลง เพื่อใช้เป็นอายุสำหรับประเมินต้นทุนตลอดช่วงอายุของงานศึกษาวิจัยฉบับนี้

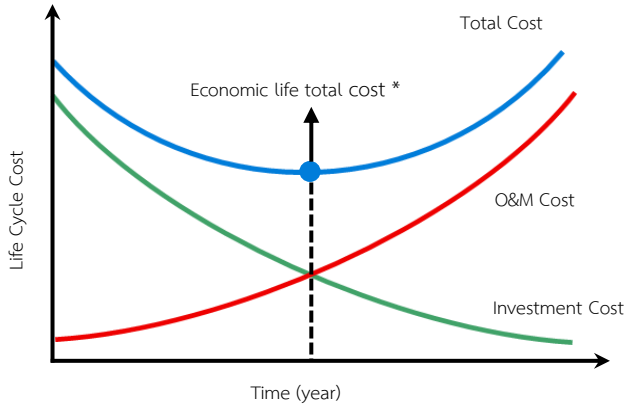
2.3. ต้นทุนตลอดช่วงอายุ (Life cycle cost)

2.3.1. นิยามของต้นทุนตลอดอายุ

โดยทั่วไปทรัพย์สินที่มีตัวตน (Physical assets) จะถูกใช้งานเป็นเวลานานกว่า 10 ปี หรือมากกว่านั้นโดยเริ่มนับตั้งแต่จัดซื้อ ใช้งาน และหมดอายุการใช้งาน แต่ในปัจจุบันด้วยเทคโนโลยีสมัยใหม่ที่มีการพัฒนาอยู่ตลอด ทำให้ไม่สามารถใช้เกณฑ์อายุในอดีตมากำหนดได้

ในการจัดซื้อทรัพย์สินนั้นจะมีต้นทุนต่าง ๆ ได้แก่ ต้นทุนการดำเนินงาน (Operating costs), ต้นทุนการซ่อมและบำรุงรักษา (Maintenance costs) และต้นทุนอื่น ๆ เป็นต้น ซึ่งต้นทุนรวมที่เกิดจากต้นทุนการซื้อทรัพย์สินและต้นทุนที่ตามมาตลอดอายุการใช้งานเรียกว่า ต้นทุนตลอดช่วงอายุ (Life Cycle Cost: LCC) และนำมาพิจารณาวิเคราะห์ต้นทุนตลอดช่วงอายุ คำนวณและหากราฟต้นทุนตลอดช่วงอายุออกมาโดยมีจุดความคุ้มเชิงเศรษฐศาสตร์ (Economic Point) เป็นตัวแปรที่บ่งบอกอายุของโครงการแสดงดังภาพที่ 2.1

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



ภาพที่ 2.1 รูปแบบกราฟเปรียบเทียบและวิเคราะห์มูลค่าการลงทุน มูลค่าการดำเนินงานและบำรุงรักษาและมูลค่าความเสียหายอันเกิดจาไฟฟ้าดับเพื่อหาอายุเชิงเศรษฐกิจ เพื่อหามูลค่ารวมปีที่ต่ำที่สุด

2.3.2. แนวคิดต้นทุนตลอดช่วงอายุ

ต้นทุนตลอดช่วงอายุ (Life Cycle Cost: LCC) เป็นแนวคิดพื้นฐานของการวางแผนฝ่าย Logistic และฝ่ายบริหาร แนวความคิดนี้ในทางปฏิบัติจะเริ่มต้นจากต้นทุนที่เกิดขึ้นตั้งแต่การออกแบบ การใช้งาน จนเสื่อมอายุการใช้งาน จะต้องวิเคราะห์และวางแผนค่าใช้จ่ายให้มีประสิทธิภาพสูงสุด ซึ่งการคำนวณต้นทุนวงจรอายุเครื่องจักรทั้งหมดจะถือเป็นภาระค่าใช้จ่ายของโครงการด้วย

ดังนั้น ต้นทุนตลอดช่วงอายุเครื่องจักรจึงเป็นเครื่องมือที่ช่วยในการตัดสินใจทางเทคนิคเพื่อพิจารณาในการเลือกลงทุน โดยเปรียบเทียบหลาย ๆ รูปแบบที่สามารถประเมินค่าใช้จ่ายปัจจุบันและปัจจัยที่ส่งผลต่อการเปลี่ยนแปลงในอนาคตอีกด้วย

หากเปรียบเทียบกับมนุษย์นั้นเป็นสิ่งที่มีอายุการใช้งานช่วงเวลาหนึ่งเช่นเดียวกับอุปกรณ์และเครื่องจักรต่าง ๆ โดยถ้าสมมติให้มนุษย์ทั่วไปมีอายุการทำงานเฉลี่ยที่ 60 ปี ซึ่งในความเป็นจริงบางคนอาจสามารถทำงานได้ถึงค่าเฉลี่ยหรือมากกว่า 60 ปีแต่บางคนอาจน้อยกว่า 60 ปี เนื่องจากขึ้นอยู่กับการดูแลสุขภาพร่างกายของแต่ละคน คนที่มีสุขภาพร่างกายแข็งแรงเพราะมีการดูแลรักษาที่ดีก็จะทำให้สามารถยืดอายุการทำงานของร่างกายได้มากกว่าอายุการทำงานเฉลี่ย

2.3.3. การนำต้นทุนวงจรอายุมาประยุกต์

ในการจัดซื้อเครื่องจักรและอุปกรณ์ ผู้ซื้อต้องการทราบต้นทุนวงจรอายุและความพึงพอใจกับสิ่งที่จะได้รับตามคุณสมบัติที่กำหนดไว้ของเครื่องจักร โดยต้องมีค่าใช้จ่ายต่ำที่สุดเท่าที่เป็นไปได้ตลอดช่วงอายุการใช้งาน และเมื่อมีความต้องการจะซื้อหรือเริ่มโครงการใหม่ จำเป็นที่จะต้องพิจารณา 2 ส่วนคือ มูลค่าตามอายุเชิงเศรษฐกิจ (Life Cycle Cost: LCC) และรายได้จากการใช้งาน (Life Time Revenue) แต่ในการศึกษาวิจัยนี้จะทำการวิเคราะห์เฉพาะ Life Cycle Cost เท่านั้น

จากแนวคิดตามทฤษฎีดังกล่าว รายได้จากการใช้งาน และกำไรจากอายุการใช้งานนั้น มีปัจจัยหลายอย่างดังนี้ ต้องง่ายต่อการบำรุงรักษาและมีความไว้วางใจในการทำงานสูง หรือกล่าวคือมูลค่าการลงทุน

เริ่มแรกจะมีค่าสูงมาก แต่จะมีค่าใช้จ่ายเรื่องการบำรุงรักษาต่ำในระยะยาว แต่ถ้ามีการออกแบบโครงการที่มีคุณภาพต่ำจะมีปัญหาทั้งทางด้านการติดตั้งและการซ่อมบำรุงรักษาอย่างมาก ส่งผลให้มีค่าใช้จ่ายทางอ้อมอีกด้วย

2.3.4. กระบวนการวิเคราะห์ต้นทุนวงจร

การเก็บรวบรวมข้อมูล

ในการออกแบบระบบจะจะมีวางระบบออกแบบและการผลิตที่สามารถรวบรวมข้อมูลได้โดยอัตโนมัติ แต่โดยทั่วไปมักจะไม่รู้วิธีการรวบรวมข้อมูลเหล่านั้น และมีข้อบกพร่องในช่วงเริ่มต้นเช่น อุปกรณ์ในระบบไฟฟ้าและเครื่องจักรกล เป็นต้น ดังนั้นจึงต้องมีการเก็บรวบรวมข้อมูลที่เกิดจากปัญหาต่าง ๆ และนำมาวิเคราะห์ปรับปรุงคุณภาพหรือประสิทธิภาพการทำงาน เพื่อลดความเสียหายและต้นทุนในการลงทุน ซึ่งโดยส่วนใหญ่มักจะพบว่ามูลค่าในช่วงดำเนินงานจะมีค่าสูงกว่าช่วงเริ่มก่อสร้าง จึงจำเป็นต้องมีการคำนึงถึงปัจจัยดังกล่าว

การวิเคราะห์การใช้งาน

เพื่อนำมาคิดค้นระบบที่มีประสิทธิภาพที่ดีกว่าเดิม ปรับปรุงระบบการทำงานและระบบซ่อมบำรุงรักษาที่ส่งผลให้เกิดค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้น เพื่อเป็นทางเลือกในการตัดสินใจลงทุน

การคำนวณต้นทุนวงจรอายุ

การคำนวณต้นทุนตลอดช่วงอายุ เป็นการคำนวณต้นทุนทั้งหมดตลอดอายุการใช้งาน กล่าวคือการคำนวณต้นทุนกับค่าใช้จ่ายทั้งหมดที่เกิดขึ้น เริ่มตั้งแต่ค่าใช้จ่ายเริ่มแรก ค่าติดตั้ง ค่าบำรุงรักษา และค่าการใช้พลังงาน การคำนวณต้นทุนตลอดช่วงอายุสามารถคำนวณได้ดังนี้

$$LCC = C_I + (C_{O\&m} + C_{Interruption}) \quad (2.1)$$

เมื่อ LCC = ต้นทุนตลอดช่วงอายุ

C_I = ค่าใช้จ่ายในการลงทุน (Investment Cost)

$C_{O\&m}$ = ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและบำรุงรักษาต่อปี (Operation & Maintenance Cost)

$C_{Interruption}$ = ค่าใช้จ่ายมูลค่าความเสียหายอันเกิดจากไฟฟ้าดับ (Power Interruption Cost)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ค่าของเงินตามเวลา

ค่าของเงินตามเวลาเป็นค่าที่แสดงถึงแนวคิดว่าค่าของเงินจะถูกกระทบหรือเปลี่ยนแปลงไปตามกาลเวลทิศทางที่เป็นบวกหรือลบ ทั้งนี้เกิดขึ้นจากศักยภาพหรือมูลค่าของเงิน ที่จะปรับไปตามดอกเบี้ย ตามแนวคิดเรื่องค่าของเงินตามเวลา เช่น เงินหนึ่งบาทในปัจจุบันจะมีมูลค่ามากกว่าหนึ่งบาทในอนาคต

การคำนวณค่าของเงินในช่วงเวลา มีสูตรและตารางมารถฐานไว้สำหรับเปรียบเทียบอัตราดอกเบี้ยหรืออัตราคิดลด (Discount Rate) สามารถนำสูตรดังกล่าวมาใช้หามูลค่าของเงินช่วงเวลานั้น ๆ ได้จากสูตรพื้นฐาน PV (Present Value) ,FV (Future Value) และ PMT (Payment amount) ซึ่งจะกล่าวในหัวข้อที่ 2.4 เป็นค่าที่

ใช้ในการวิเคราะห์ต้นทุนตลอดช่วงอายุ โดยใช้ความสัมพันธ์ทั้งหมดซึ่งจะมีตัวแปรต่าง ๆ ปรับเปลี่ยนไปตามเวลา รวมถึงอัตราดอกเบี้ยและอัตราคิดลด ณ เวลานั้น ๆ ด้วย

อ้างอิงจากการศึกษาวิจัย อธิยุธ จงใจ ได้กำหนดให้ว่าอัตราคิดลด (Discount Rate หรือ Discount Factor) ของประเทศกำลังพัฒนาส่วนใหญ่นั้นมีค่าร้อยละ 8 – 15 โดยอัตราคิดลดนี้ควรจะมีค่าเท่ากับค่าเสียโอกาสของต้นทุนโดยรวมของเศรษฐกิจ ซึ่งโดยปกติประเมินมูลค่าออกมาในรูปแบบของผลตอบแทนที่ควรจะได้จากการใช้ทรัพยากรทางเลือกกับโครงการที่ดีที่สุด ค่าเสียโอกาสของต้นทุน

เงินเฟ้อ (Inflation rate)

คือ การที่ระดับราคาของสินค้า หรือบริการ ณ ช่วงเวลานั้น ๆ ราคาสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง ซึ่งมีผลทำให้มูลค่าเงินในปัจจุบันลดลง มีหน่วยวัดในรูปแบบของอัตราร้อยละ

สาเหตุการเกิดเงินเฟ้อ

- ต้นทุนการผลิตสูงขึ้น (Cost push inflation) มีผลทำให้ผู้ผลิตปรับราคาสินค้าเพิ่มขึ้น มีสาเหตุ เช่น การเพิ่มขึ้นค่าจ้างแรงงาน การเกิดวิกฤตการณ์ทางธรรมชาติ การเพิ่มกำไรของผู้ประกอบการ การเปลี่ยนแปลงของราคาสินค้านำเข้า ที่เพิ่มตามสภาวะตลาดโลกรวมถึงอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราอีกด้วย
- ความต้องการสินค้าและบริการมีเพิ่มมากกว่าในขณะนั้น ๆ (Demand pull inflation) มีสาเหตุ เช่น การเปลี่ยนแปลงของปริมาณเงิน การดำเนินงานตามนโยบายของภาครัฐบาล การเพิ่มขึ้นของอุสงค์ในต่างประเทศ และรวมถึงการเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมการบริโภคของประชาชนด้วย

ผลกระทบสภาวะเงินเฟ้อที่ส่งผลต่อการคำนวณต้นทุนตลอดช่วงอายุของโครงการ มีดังนี้

- ภาวะเงินเฟ้อนั้นมีผลกระทบต่อการคำนวณต้นทุนตลอดช่วงอายุมาก ซึ่งต้องพิจารณาประเมินค่าเผื่อไว้ โดยเฉพาะกรณีที่มีช่วงระยะเวลายาว
- รายการที่จำเป็นต้องนำค่าภาวะเงินเฟ้อมาคิด เช่น ค่าแรง ค่าซ่อมและบำรุงรักษา และค่าการใช้พลังงาน เป็นต้น
- ต้นทุนตลอดช่วงอายุ จะเริ่มต้นโดยใช้ราคามูลค่า ณ ปัจจุบัน เรียกว่าเงินคงที่ปีเริ่มต้น หรือปีที่ 0 แล้วจึงนำผลของภาวะเงินเฟ้อมาคำนวณในปีถัดไป
- มูลค่าภาวะเงินเฟ้อมีค่าไม่เท่ากันทุกปี แต่จะสมมติให้เท่ากันเพื่อความสะดวกในการคำนวณ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2.4. การวิเคราะห์การเงินของโครงการ: สูตรและฟังก์ชัน (Financial Analysis)

อ้างถึงหนังสือรายวิชาคณิตศาสตร์ขั้นพื้นฐานในชีวิตประจำวัน มหาวิทยาลัยหอการค้าไทย (UTTC) บทที่ 2 คณิตศาสตร์การเงิน.(2553). [4] เพื่อนำทฤษฎีพื้นฐานมาประกอบการคำนวณ ได้แก่

2.4.1. ดอกเบี้ยคงต้น (Simple Interest)

สูตรการคำนวณดอกเบี้ยคงต้นและเงินรวม

ดอกเบี้ย $$I = PV \times rt \quad (2.2)$$

เงินรวม $$FV = PV + I = PV(1 + rt) \quad (2.3)$$

เมื่อ I = ดอกเบี้ย FV = เงินรวม PV = เงินต้น

r = อัตราดอกเบี้ยต่อปี t = เวลา (จำนวนปี)

2.4.2. ดอกเบี้ยทบต้น (Compound Interest)

สูตรการคำนวณเงินรวมในระบบดอกเบี้ยทบต้นถ้าลงทุน PV บาท ได้รับดอกเบี้ยในอัตรา r ต่อปี ทบต้นปีละครั้ง เงินรวมเมื่อสิ้นปีที่ n

คำนวณได้จากสูตร $$FV = PV(1 + r)^n \quad (2.4)$$

ถ้าลงทุน PV บาท เป็นเวลา t ปี โดยได้ดอกเบี้ยในอัตรา r ต่อปี ทบต้นปีละ m ครั้ง

จำนวนงวดของการจ่ายดอกเบี้ย คือ $$n = mt \quad (2.5)$$

อัตราดอกเบี้ยต่องวดคือ $$i = \frac{r}{m} \quad (2.6)$$

และเงินรวมเมื่อครบกำหนด t ปี ($n = mt$ งวด) คือ

$$FV = PV(1 + r)^n = PV(1 + \frac{r}{m})^{mt} \quad (2.7)$$

สูตรการคำนวณ Effective Annual Rate

ถ้า r แทน Nominal Annual Rate และ m แทนจำนวนครั้งที่จ่ายดอกเบี้ยทบต้นใน 1 ปี แล้ว

Effective Annual Rate คือ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

$$R_e = (1 + \frac{r}{m})^m - 1 \quad (2.8)$$

2.4.3. อนุกรมเงินรายงวด (Annuity)

สูตรการคำนวณมูลค่าของอนุกรมเงินรายงวดธรรมดา (ลงทุนเมื่อปลายงวด)ถ้าลงทุนงวดละ PMT จำนวน m ครั้งต่อปีโดยลงทุนเมื่อปลายงวด ในระบบที่จ่ายดอกเบี้ยอัตรา r ทบต้นเมื่อปลายงวด m ครั้งต่อปี เป็นเวลา t ปี มูลค่ารวม (มูลค่าอนาคต) ของอนุกรมเงินรายงวด หาได้จากสูตร

$$FV = PMT \times \frac{(1+i)^n - 1}{i} \quad (2.9)$$

จากสูตรสำหรับคำนวณเงินฝากรายงวด จึงจะได้เงินรวมที่กำหนดเมื่อครบกำหนด คือ

$$PMT = FV \times \frac{i}{(1+i)^n - 1} \quad (2.10)$$

2.4.4. มูลค่าปัจจุบันของอนุกรมเงินรายงวด (Present Value of Annuity)

ในการคำนวณมูลค่าปัจจุบัน P ของอนุกรมเงินรายงวดธรรมดา n งวด ที่ได้ดอกเบี้ยทบต้นอัตรา i ต่องวด

$$PV = PMT + \frac{1-(1+i)^{-n}}{i} \tag{2.11}$$

2.4.5. การผ่อนชำระหนี้

ถ้า PV คือ หนี้หรือจำนวนเงินที่กู้ยืมกัน และ PMT คือ เงินรายงวดที่ผู้กู้ชำระคืนให้กับผู้ให้กู้ตอนปลายงวด เงินรายงวดนี้ส่วนหนึ่งใช้ชำระดอกเบี้ยที่เกิดขึ้นอีกส่วนหนึ่งใช้ชำระคืนเงินต้น ถ้าการกู้ยืมกันมีการคิดดอกเบี้ยในอัตรา I ต่องวด และ n คือ จำนวนงวดการชำระหนี้จนครบถ้วนตามข้อตกลง แล้วเงินรายงวดที่ต้องชำระหาได้จากสูตร

$$PMT = PV \times \frac{i}{1-(1+i)^{-n}} \tag{2.12}$$

2.4.6. ฟังก์ชันบนโปรแกรม Excel

ฟังก์ชัน FV บน Excel ช่วยคำนวณเงินรวมแบบดอกเบี้ยคงต้น

FV (rate,nper,pmt,pv,type)

เมื่อ rate = อัตราดอกเบี้ยต่องวด
nper = จำนวนงวดในอนุกรมเงินรายงวด
pv = มูลค่าปัจจุบันหรือเงินจำนวนเดียวที่ลงทุน หรือ กู้ยืม
type = 1 เมื่อส่งเงินต้นงวด และ 0 เมื่อส่งเงินปลายงวด

หมายเหตุ 1) เครื่องหมายของ Pv (-) ถ้าเป็นเงินฝาก, (+) ถ้าเป็นเงินกู้ยืม
2) ไม่ต้องเติมค่า pmt

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ฟังก์ชัน FV บน Excel ช่วยคำนวณเงินรวมแบบดอกเบี้ยทบต้น

FV (rate,nper,pmt,pv,type)

เมื่อ rate = อัตราดอกเบี้ยต่องวด $(i = \frac{r}{m})$
nper = จำนวนงวด $(n = mt)$
pv = มูลค่าปัจจุบัน หรือ เงินต้นก้อนเดียวที่นำไปฝาก

มีวิธีคิดได้แก่ 1. คิดดอกเบี้ยทบต้นปีละครั้ง 2. คิดดอกเบี้ยทบต้นทุกครึ่งปี
3. คิดดอกเบี้ยทบต้นรายไตรมาส 4. คิดดอกเบี้ยทบต้นรายเดือน
5. คิดดอกเบี้ยทบต้นรายวัน

ฟังก์ชัน PV บน Excel คำนวณมูลค่าปัจจุบัน (เงินต้น) รวมถึง เมื่อต้องการคืนเงินต้นหลังผ่อนได้ระยะหนึ่ง

PV (rate,nper,pmt,fv,type)

เมื่อ rate = อัตราดอกเบี้ยต่องวด $(i = \frac{r}{m})$

nper = จำนวนงวดในอนุกรมเงินรายงวด

fv = เงินรวม

ฟังก์ชัน PMT หาจำนวนเงินผ่อนต่องวด

PMT (rate,nper,pv)

เมื่อ rate = อัตราดอกเบี้ยต่องวด $(i = \frac{r}{m})$

nper = จำนวนงวดในอนุกรมเงินรายงวด

pv = มูลค่าปัจจุบัน (เงินต้น)

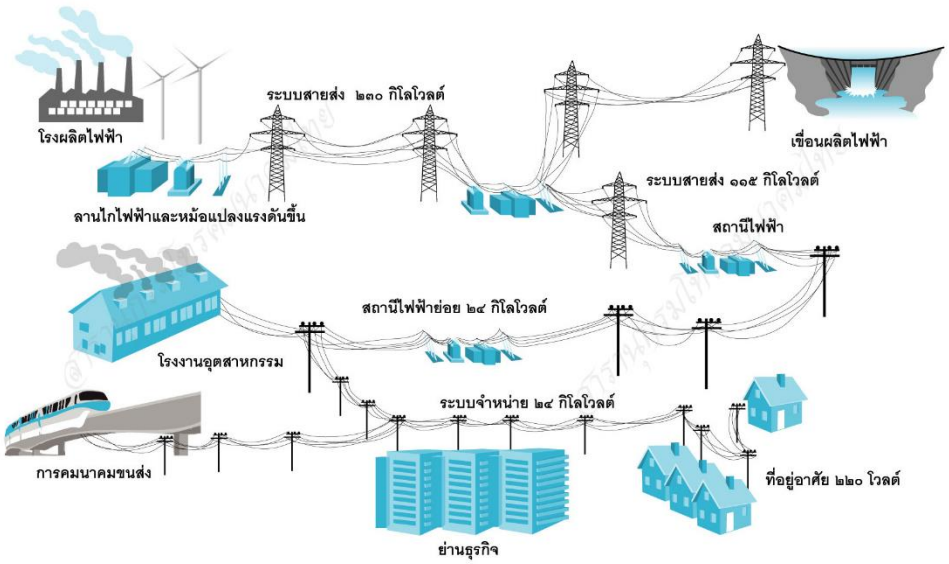
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 3
ความรู้พื้นฐานของระบบภายในสถานีไฟฟ้าแรงสูง

สถานีไฟฟ้าแรงสูงถือเป็นส่วนที่สำคัญในระบบไฟฟ้ากำลัง เพราะมีหน้าที่ปรับเปลี่ยนแรงดันไฟฟ้าภายในระบบ ดังนั้น ในบทนี้จะกล่าวถึงความรู้พื้นฐานของระบบภายในสถานีไฟฟ้าแรง โดยแบ่งได้เป็น 6 หัวข้อย่อย ได้แก่ 1.ความหมายและรูปแบบในการจำหน่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าแรงสูง 2.อุปกรณ์หลักในระบบไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้าแรงสูง 3.หลักในการออกแบบของระบบไฟฟ้าที่ต้องคำนึงถึง 4.รูปแบบการจัดเรียงบัสบาร์ของสถานีไฟฟ้าแรงสูง 5.หลักการดำเนินการและบำรุงรักษา (Operation & Maintenance) และ 6.ดัชนีชี้วัดอันเกิดจากไฟฟ้าดับของแต่ละรูปแบบจัดเรียงบัสบาร์

3.1. ความหมายและรูปแบบในการจำหน่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าแรงสูง

สถานีไฟฟ้าแรงสูง (Substation) หมายถึง สถานีซึ่งรับพลังงานไฟฟ้าจากระบบส่งเพื่อส่งพลังงานไฟฟ้าสู่ระบบจำหน่ายที่มีการปรับระดับแรงดันก่อนส่ง โดยมีสวิตช์ตัดตอนสำหรับควบคุมของระบบ ส่วนสถานีไฟฟ้าต้นกำลัง (Switchyard) คือ สถานีที่รับไฟฟ้าจากแหล่งผลิตโดยตรง เพื่อถ่ายพลังงานไฟฟ้าสู่ระบบส่ง สถานีไฟฟ้ากับสถานีไฟฟ้าแรงสูง ซึ่งอาจจะมีหน้าที่ต่างกัน แต่การออกแบบรวมถึงอุปกรณ์และวัสดุ การดำเนินการและบำรุงรักษาใช้หลักการเดียวกัน โดยงานศึกษาวิจัยสารนิพนธ์นี้จะกำหนดให้มีความหมายเดียวกัน



ภาพที่ 3.1 แสดงภาพรวมของระบบไฟฟ้ากำลัง

จากภาพที่ 3.1 จะเห็นได้ว่าระบบไฟฟ้ากำลังของประเทศนั้นประกอบไปด้วยหลายส่วนอันได้แก่ ระบบผลิตกำลังไฟฟ้า ระบบส่งกำลังไฟฟ้า ระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้า เป็นต้น โดยงานวิจัยนี้จะสนใจสถานีไฟฟ้าแรงสูงซึ่งอยู่ในระบบส่งและจำหน่ายไฟฟ้าเป็นหลัก

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศไทยประกอบด้วย 3 หน่วยงาน ได้แก่ 1.การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) 2.การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และ 3. การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) โดยมีสถานีไฟฟ้าแรงในระดับแรงดัน ดังนี้

- การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เป็นหน่วยงานที่รับผิดชอบในระดับแรงไฟฟ้า ได้แก่ 500, 230, 115 และ 69 กิโลโวลต์
- การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) เป็นหน่วยงานที่รับผิดชอบในระดับแรงดันไฟฟ้า ได้แก่ 115, 69, 33, 22 กิโลโวลต์
- การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) เป็นหน่วยงานที่รับผิดชอบในระดับแรงดันไฟฟ้า ได้แก่ 115, 69, 24 และ 12 กิโลโวลต์

การศึกษาวิจัยนี้จะใช้สถานีไฟฟ้าตัวอย่างต้นแบบที่จังหวัดระยอง สำหรับงานวิเคราะห์ จึงขออ้างอิงเกณฑ์ต่าง ๆ ตามข้อมูลของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเช่น อัตราค่าไฟฟ้า ระดับแรงดัน เป็นต้น โดยสถานีไฟฟ้าแรงสูงสถานีไฟฟ้าแรงสูงสามารถแบ่งออกตามชนิดการฉนวนได้เป็น 2 แบบ ดังนี้

3.1.1. สถานีไฟฟ้าแรงสูงแบบใช้ฉนวนอากาศ (Air Insulated Substation: AIS)

เป็นรูปแบบที่นิยมใช้มากเนื่องจากอุปกรณ์ มีราคาถูก บางครั้งอาจเรียกว่า Conventional Substation หรือ Open Air Substation โดย ใช้อากาศเป็นฉนวนภายนอกระหว่างตัวนำแต่ละเฟสและระหว่างตัวนำกับดิน แสดงดังภาพที่ 3.2 ซึ่งการออกแบบฉนวนขึ้นอยู่กับสภาวะบรรยากาศคือความดัน อุณหภูมิ ความชื้น ความเปรอะเปื้อน ฝุ่นละอองดังนั้นจะต้องกำหนดการจัดวางอุปกรณ์ต่าง ๆ ให้ระยะห่างมีความปลอดภัยทางไฟฟ้า (Electrical Clearance) ทั่วไปมักเป็นชนิดอยู่กลางแจ้ง (Outdoor Substation) ซึ่งต้องคำนึงถึงมาตรการป้องกันฟ้าผ่าโดยตรง หรือผลสืบเนื่องอื่น ๆ ทีเกิดจากปรากฏการณ์ฟ้าผ่า

ภาพที่ 3.2 สถานีไฟฟ้าแรงสูงแบบใช้ฉนวนอากาศ

3.1.2. สถานีไฟฟ้าแรงสูงแบบใช้ฉนวนก๊าซ (Gas Insulated Substation: GIS)

เป็นรูปแบบที่มีอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่กล่าวมาข้างต้นติดตั้งอยู่ภายในท่อโลหะ โดยการอัดก๊าซ SF6 เพื่อเป็นก๊าซฉนวนไว้ภายใน จึงสามารถลดระยะปลอดภัยทางไฟฟ้าลงได้ท าให้สถานีไฟฟ้าแรงสูงแบบ GIS มีขนาดเล็ก

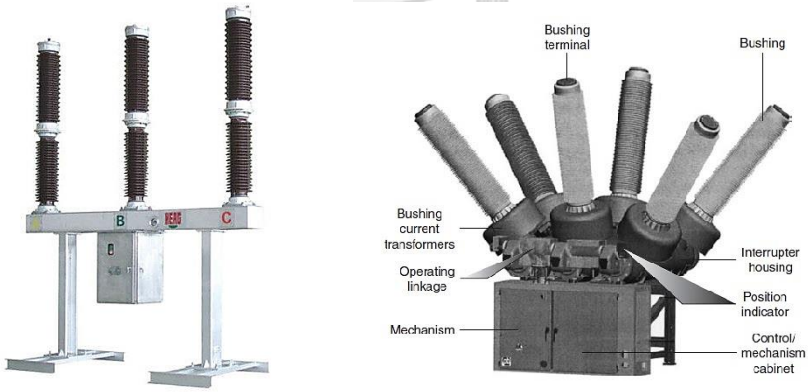
ลงมาก สามารถออกแบบให้ติดตั้งแบบกลางแจ้ง ภายในอาคาร ใต้พื้นดินหรือภายในอุโมงค์ก็ได้โดยทั่วไปจะพิจารณาตามวัตถุประสงค์หลักของการติดตั้งใช้งาน เช่น ต้องการความเชื่อมั่นสูง มีพื้นที่ว่างจำกัดไม่ต้องการมีภาระการบำรุงรักษามาก เป็นต้น ดังนั้นปัจจุบันจึงมีความนิยมติดตั้งสถานีไฟฟ้าแบบ GIS กันมากขึ้น แสดงดังภาพที่ 3.3

ภาพที่ 3.3 สถานีไฟฟ้าแรงสูงแบบใช้ฉนวนก๊าซ

3.2. อุปกรณ์หลักในระบบไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้าแรงสูง

หลักเบื้องต้นในการออกแบบระบบไฟฟ้าสำหรับการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแรงสูง ผู้ออกแบบจะต้องมีความรู้เกี่ยววิธีการทำงานของอุปกรณ์ที่อยู่ภายในสถานีไฟฟ้า เนื่องจากสถานีไฟฟ้าประกอบด้วยอุปกรณ์ภายในระบบที่มีความสำคัญสำหรับการส่งกำลังไฟฟ้า ซึ่งมีผลกระทบต่อระบบในกรณีเกิดความขัดข้องของอุปกรณ์ส่งผลกับความเชื่อถือได้ในระบบของสถานีไฟฟ้า ทั้งนี้อุปกรณ์แต่ละประเภทนั้นมีลักษณะการทำงานและหน้าที่แตกต่างกัน โดยมีรายละเอียดอุปกรณ์หลักดังนี้

3.2.1. เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit breaker)



ภาพที่ 3.4 แสดงตัวอย่างเซอร์กิตเบรกเกอร์

คือ อุปกรณ์ตัดตอนอัตโนมัติซึ่งมีความสามารถในการตัดกระแสหรือปิดซ้ำได้ทุกสภาวะกล่าวคือทั้งในกรณีที่เกิดฟอลต์หรือในเหตุการณ์ปกติ สำหรับหน้าที่หลักของเซอร์กิตเบรกเกอร์ ได้แก่ การดับอาร์ค ที่เกิดขึ้นเนื่องจากหน้าสัมผัสอยู่กับที่และหน้าสัมผัสเคลื่อนที่ของเซอร์กิตเบรกเกอร์แยกออกจากกันในขณะตัดกระแสฟอลต์ด้วยเหตุนี้ ซึ่งการจำแนกชนิดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ จึงใช้ประเภทของตัวกลางดับอาร์คมาเป็นเกณฑ์แสดงดังภาพ

ที่ 3.4 โดยมีลักษณะเป็นอุปกรณ์สวิตช์ชิ่งทางกลที่สามารถตัดต่อวงจรให้กระแสสามารถไหลผ่านได้ในสภาวะปกติและผิดปกติโดยในปัจจุบันสามารถแบ่งประเภทของเซอร์กิตเบรกเกอร์ตามลักษณะของฉนวนได้เป็น 2 ประเภท ได้แก่

แบบสุญญากาศ (Vacuum circuit breaker)

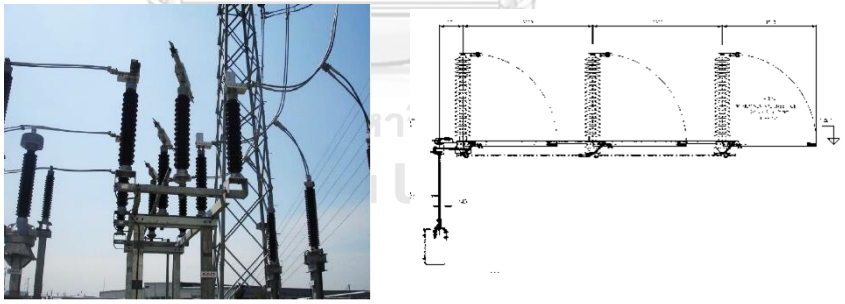
เซอร์กิตเบรกเกอร์ประเภทนี้อาศัยหลักการ คือ ฉนวนที่ดีต้องเป็นสารที่มีอิเล็กตรอนสำหรับนำกระแสน้อยที่สุด เนื่องจากสุญญากาศเป็นสิ่งที่ไม่มีสารใดอยู่ ดังนั้นสุญญากาศจะไม่มีก๊าซชนิดใดอยู่เลย ซึ่งจะทำให้ไม่เกิดก๊าซที่เป็นไอออนเกิดขึ้นเพราะใช้เบรกเกอร์แบบสุญญากาศในการดับอาร์ค จึงมีข้อได้เปรียบหลายอย่าง ได้แก่ มีการใช้พื้นที่บริเวณหน้าสัมผัส (Contractor) น้อยจึงทำให้ขนาดของอาร์คมีขนาดเล็ก รวมถึงมีโครงสร้างที่ไม่ซับซ้อน น้ำหนักเบา ระยะเวลาในการบำรุงรักษาน้อยและอายุใช้งานยาวนาน

แบบซัลเฟอร์เฮกซะฟลูออไรด์ (SF_6 Circuit breaker)

เซอร์กิตเบรกเกอร์ประเภทนี้มีวิธีการดับอาร์คโดยใช้ก๊าซ SF_6 ในขณะที่มีการเคลื่อนที่ของหน้าสัมผัสจะเป่าและอัดก๊าซ SF_6 ที่มีคุณสมบัติเป็นก๊าซเฉื่อยออกมาระหว่างหน้าสัมผัสทั้งสองบริเวณตัวดับอาร์ค (Quenching Nozzle) ซึ่งมีผลทำให้กระแสอาร์คเกิดการแตกตัวและเย็นตัวลง

3.2.2. สวิตช์ตัดตอน (Disconnecting Switch)

สวิตช์ตัดตอน คืออุปกรณ์ที่ใช้ตัดวงจรไฟฟ้าในสภาวะที่ไม่มีภาระไฟฟ้าหรือโหลดเพื่อวัตถุประสงค์ในการบำรุงรักษาโดยต้องปลดออกหลังจากปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ออกแล้ว และต้องสับเข้าก่อนที่จะสับเซอร์กิตเบรกเกอร์จ่ายไฟ แสดงดังภาพที่ 3.5



ภาพที่ 3.5 แสดงตัวอย่างสวิตช์ปลดวงจร

สวิตช์ปลดวงจรที่ใช้กับพิกัดแรงดันไฟฟ้าต่ำกว่า 36 กิโลโวลต์

โดยปกติที่ระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำกว่า 36 กิโลโวลต์ สามารถทำงานได้ด้วยมือ (Human operated) และมักจะใช้หน้าสัมผัสแบบใบมีด (Knife contact type) ซึ่งการที่จะนำมาใช้งาน จะต้องให้ความสำคัญในเรื่องระยะรัศมีความยาวของใบมีดที่ใช้ในการสับ ซึ่งจำเป็นต้องสอดคล้องกับมาตรฐานของระยะห่างในการทำงาน (Clearance)

สวิตช์ปลดวงจรที่ใช้กับพิกัดแรงดันไฟฟ้ามากกว่า 36 กิโลโวลต์

สวิตช์ที่ระดับแรงดันสูง ๆ จะมีขนาดใหญ่และมีความสามารถทนต่อกระแสลอดคล้องกับมาตรฐาน แบ่งได้ 3 ประเภทดังนี้

- Rotary disconnecting switch ใช้ในระดับแรงดันที่ 72.5 – 420 กิโลโวลต์
- Single – column (pantograph) disconnecting switch ใช้ในระดับแรงดันที่น้อยกว่า 300 กิโลโวลต์ และเหมาะกับสถานีที่มีพื้นที่จำกัด
- Two – column vertical center breaker disconnecting switch ใช้ในระดับแรงดันที่มากกว่า 300 กิโลโวลต์ และ 1600 แอมแปร์

3.2.3. หม้อแปลงไฟฟ้า (Transformer)

คือ อุปกรณ์ไฟฟ้าที่ประกอบด้วยชุดขดลวดหนึ่งหรือหลายชุดที่เชื่อมโยงกันทางแม่เหล็ก โดยจะมีแกนเหล็กหรือไม่มีก็ได้ เพื่อใช้เป็นตัวที่ทำให้เกิดการเหนี่ยวนำไฟฟ้าเพื่อถ่ายโอนไฟฟ้าในระบบที่มีความถี่เดียวกัน ซึ่งปกติแล้วมีหน้าที่ในการปรับระดับแรงดันไฟฟ้าและกระแสให้กับระบบไฟฟ้า แสดงดังภาพที่ 3.6 แบ่งได้เป็น 3 ประเภท ดังนี้

ภาพที่ 3.6 แสดงตัวอย่างหม้อแปลงไฟฟ้า

หม้อแปลงกำลัง (Power transformer)

คือ หม้อแปลงถ่ายโอนกำลังไฟฟ้าระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับวงจรปฐมภูมิของระบบจำหน่าย มีพิกัดตั้งแต่ 1 เมกะโวลต์แอมป์ ถึง มากกว่า 100 เมกะโวลต์แอมป์ แบ่งได้อีกเป็น 2 ประเภท ได้แก่

- Power transformer ใช้สำหรับแปลงพิกัดแรงดันภายในระบบผลิต (Generation system) ให้ลดลงสู่ระบบจำหน่าย (Distribution system)
- Service transformer ใช้สำหรับระบบแสงสว่าง รวมถึงเป็นแหล่งจ่ายไฟฟ้าสำรองให้กับอุปกรณ์ต่าง ๆ ภายในสถานีไฟฟ้า

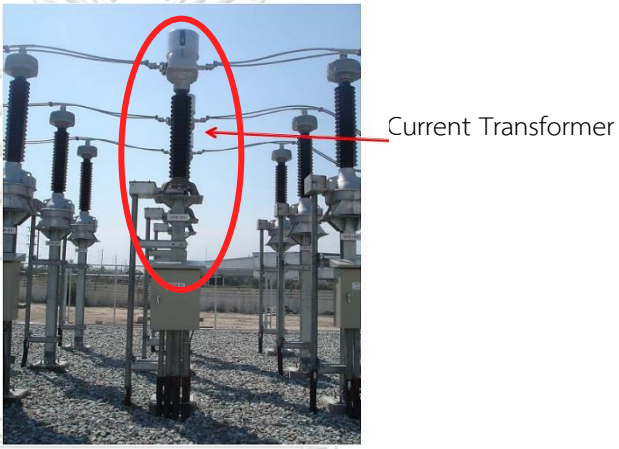
หม้อแปลงจำหน่าย

คือ หม้อแปลงสำหรับถ่ายโอนพลังงานไฟฟ้า จากวงจรปฐมภูมิไปยังวงจรทุติยภูมิ หรือวงจรบริการของผู้ใช้ไฟฟ้า ได้แก่ หม้อแปลงที่ใช้ในระบบจำหน่าย ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)

หม้อแปลงวัด

คือ หม้อแปลงที่ใช้เพื่อปรับระดับกระแสไฟฟ้าหรือแรงดันไฟฟ้า จากระบบแรงดันสูงให้ได้ระดับที่ระบบเครื่องมือวัดค่าต่าง ๆ สามารถรับได้ เช่น ระบบมาตรวัดไฟฟ้า (Metering system) และระบบป้องกันไฟฟ้า (Relay protection system) เป็นต้น โดยจะต้องมีค่ากำลังการสูญเสียในขดลวดที่ต่ำ แบ่งได้ 2 ประเภท ดังนี้

1. หม้อแปลงกระแส (Current transformer: CT) คือ หม้อแปลงที่มีชุดขดลวดปฐมภูมิต่ออนุกรมกับสายตัวนำที่รับกระแส ใช้สำหรับปรับระดับกระแสให้ต่ำลง เพื่อนำไปใช้งานกับระบบมาตรวัดไฟฟ้าและระบบป้องกันไฟฟ้า และช่วยป้องกันความเสียหายที่มีโอกาสเกิดขึ้นกับอุปกรณ์อื่นเนื่องจากกระแสเกิน ทั้งนี้ขณะการใช้งานห้ามเปิดวงจรทางด้านทุติยภูมิ (Secondary) เพราะจะทำให้เกิดแรงดันสูงที่ขั้วเนื่องจากการเหนี่ยวนำของขดลวดด้านปฐมภูมิ ซึ่งเป็นอันตราย แสดงดังภาพที่ 3.7



ภาพที่ 3.7 แสดงตัวอย่างหม้อแปลงกระแส

2. หม้อแปลงแรงดัน (Potential transformer: PT) คือ หม้อแปลงที่มีชุดขดลวดปฐมภูมิต่อขนานกับวงจรแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ต้องการวัดหรือควบคุมแรงดัน ใช้สำหรับปรับระดับแรงดันให้สูงหรือต่ำ เพื่อใช้ประโยชน์ในการวัดแรงดัน ซึ่งในปัจจุบันได้มีการออกแบบหม้อแปลงแบบคาปาซิเตอร์ขึ้น (CVT) เพื่อลดการออกแบบฉนวนหม้อแปลงที่มีความซับซ้อนในการผลิต และแก้ปัญหาด้านความไม่คุ้มค่า โดยใช้หลักการแบ่งแรงดันด้วยโวลเตจดีไวด์เดอร์ (Voltage divider) แล้วจึงป้อนแรงดันแบ่งมาเข้าสู่หม้อแปลงแรงดันที่มีขดลวดปรับค่าได้ต่ออยู่ ทั้งนี้ขณะใช้งานห้ามลัดวงจรทางด้านทุติยภูมิ เพราะจะทำให้เกิดกระแสไหลมากเกินกว่าค่าของโหลดที่ต่ออยู่ (Burden) ซึ่งทำให้หม้อแปลงแรงดันเกิดความเสียหาย แสดงดังภาพที่ 3.8

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ภาพที่ 3.8 แสดงตัวอย่างหม้อแปลงแรงดัน

3.2.4. สายส่งไฟฟ้า (Transmission line)

สายส่งไฟฟ้าแรงสูง คือ อุปกรณ์ประเภทตัวนำ ทำหน้าที่ถ่ายทอดพลังงานไฟฟ้าผ่านสายส่ง แบ่งตามประเภทการติดตั้งได้เป็น 3 ประเภท ดังนี้

สายส่งกลางอากาศ (Overhead transmission line)

คือ การเดินสายส่งไฟฟ้าโดยการแขวนอยู่บนเสาไฟฟ้า พบเห็นได้ทั่วไปเนื่องจากมีมูลค่าการลงทุนที่น้อย

สายส่งไฟฟ้าใต้ดิน (Underground cable)

คือ สายส่งไฟฟ้าในอุโมงค์หรือรางเดินสายไฟฟ้าใต้ดิน อาจจะไม่ค่อยพบเห็นเนื่องจากอยู่ใต้ดิน สายส่งประเภทนี้มีมูลค่าการทุนที่สูง ทั้งนี้เพื่อเป็นการปรับทัศนียภาพให้ดูดีขึ้น ซึ่งในกรุงเทพมีการดำเนินการเอาลงดินแล้วบางส่วนโดยการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)

สายส่งไฟฟ้าในท่ออัดก๊าซ (Gas insulated line: GIL)

คือ สายส่งไฟฟ้าในท่ออัดก๊าซที่มีลักษณะเป็นท่อกลม สามารถวางท่อได้ทั้งในอากาศและใต้ดิน ซึ่งมีความน่าเชื่อถือและความปลอดภัยมากกว่าสายส่งแบบอากาศและใต้ดิน รวมถึงมีมูลค่าการบำรุงรักษาที่ต่ำแต่มีมูลค่าการลงทุนสูงมาก สามารถแบ่งตามลักษณะการใช้งานได้เป็น 2 ประเภท ดังนี้

1.สายเปลือย (Bare wires) ทำด้วยอะลูมิเนียม มีข้อดีคือ น้ำหนักเบาและราคาถูก

2.สายหุ้มฉนวน (Insulated Wires) เป็นสายส่งไฟฟ้าแรงสูงที่มีการหุ้มฉนวน เพื่อความปลอดภัยจากการลัดวงจร

3.2.5. บัสบาร์ (Bus bar)

บัสบาร์ คือ กลุ่มตัวนำที่ใช้ในการต่อร่วมของวงจรตั้งแต่ 2 วงจรขึ้นไป ซึ่งโดยทั่วไปจะหมายถึงจุดรวมที่มีวงจรไฟฟ้าจ่ายเข้าจำนวนน้อยและมีวงจรไฟฟ้าจ่ายออกจำนวนมาก กล่าวคือเป็นอุปกรณ์สำหรับเชื่อมต่อทางไฟฟ้าระหว่างสายประธาน และสายป้อน ทั้งนี้สถานีไฟฟ้าหรือแผงสวิตช์จ่ายไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าในปัจจุบันต้องสามารถรับและจ่ายกระแสไฟฟ้าได้ในปริมาณมาก ซึ่งกำลังไฟฟ้าปริมาณมากจะทำให้เกิดแรงแม่เหล็กไฟฟ้าขึ้น

อย่างมหาศาล ทำให้บัสบาร์จำเป็นต้องสามารถทนต่อแรงเหล่านี้ได้ ด้วยเหตุดังกล่าวโลหะที่ใช้ต้องมีคุณสมบัติทางไฟฟ้าและทางกลที่ดี รวมถึงต้องสามารถทำงานได้ตามอุณภูมิที่กำหนด ดังนั้นโลหะที่จะนำมาใช้เป็นบัสบาร์ควรมีคุณสมบัติ ดังนี้

1. ความต้านทานต่ำ (Low resistance)
2. ความแข็งแรงทางกลสูงในด้านแรงดึง แรงอัดและแรงฉีก
3. ความต้านทานต่อความล้า (Fatigue Failure) สูง
4. ความต้านทานผิว (Surface film) ต่ำ
5. การตัดต่อหรือดัดทำได้สะดวก
6. ความต้านทานต่อการกัดกร่อนสูง

ทั้งนี้นิยมใช้ทองแดงและอลูมิเนียมบริสุทธิ์เพราะมีคุณสมบัติตามที่กล่าวข้างต้นดังนั้นบัสบาร์ในสถานีไฟฟ้าโดยส่วนใหญ่ มักจะถูกผลิตจากทองแดงและอลูมิเนียมบริสุทธิ์

3.3. หลักในการออกแบบของระบบไฟฟ้าที่ต้องคำนึง

การออกแบบทางไฟฟ้าสำหรับการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแรงสูง ผู้ออกแบบจะต้องมีความรู้พื้นฐานเกี่ยวกับหน้าที่ รวมถึงวิธีการทำงานของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าแรงสูง ตลอดจนรู้จักเลือกและจัดวางให้เหมาะสมกับสภาพแวดล้อมของสถานีไฟฟ้าแรงสูง เพื่อให้การทำงานและการประสานงานแต่ละอุปกรณ์มีประสิทธิภาพและความน่าเชื่อถือ รวมถึงต้องมีความปลอดภัยด้วย ทั้งนี้ต้องคำนึงถึงความคุ้มค่าในการลงทุน ความสะดวกในการใช้งานและบำรุงรักษา โดยในการออกแบบจะต้องเริ่มออกแบบจากแผนภาพเส้นเดี่ยว (Single line diagram) ซึ่งเป็นแผนภาพที่แสดงถึงการเชื่อมต่อของระบบไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้าแรงสูง เช่น ระบบสวิตช์ชิ่ง (Switching system), ระบบการต่อลงดิน (Grounding system), ระบบควบคุม (Control system), ระบบป้องกันไฟฟ้า (Protection system) และระบบมาตรวัด (Metering system) เป็นต้น ซึ่งในการทำ Single line diagram มีสิ่งที่ต้องคำนึงถึงดังนี้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

3.3.1. การจัดวางของอุปกรณ์ (Arrangement)

คือ การวางแผนให้มีวงจรเข้าและออกพร้อมอุปกรณ์หลักที่จำเป็นครบถ้วนสมบูรณ์ตาม Single line diagram จะกล่าวในหัวข้อ 3.4

3.3.2. ความเชื่อถือได้ (Reliability)

คือ ต้องมีการศึกษาและออกแบบให้มีค่าความน่าเชื่อถือได้ของระบบมีค่าที่สูงหรือเป็นที่ยอมรับและเหมาะสมต่อปริมาณโหลดนั้น ๆ

3.3.3. ความยืดหยุ่นในการทำงาน (Operation flexibility)

คือ ความยืดหยุ่นการดำเนินงานต้องมีอย่างเพียงพอ เช่น สามารถเปลี่ยนไปใช้เซอร์กิตเกอร์แทนกันได้เมื่อตัวใดตัวหนึ่งเกิดการขัดข้อง แต่ไม่ควรมากเกินไปเนื่องจากจะทำความยุ่งยากในการปฏิบัติงานและมีค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้นรวมถึงค่าที่ดินและสายไฟที่ต้องเพิ่มขึ้น ให้พิจารณาอย่างเหมาะสม

3.3.4. การวางแผนการเจริญเติบโตของโหลด (Planning Load growth)

คือ การวางแผนหรือสำรองโหลดที่มีโอกาสจะเพิ่มขึ้นในอนาคต เมื่อมีการเจริญเติบโตของโหลดเพิ่มของระบบที่สถานีรองรับ

3.3.5. การจัดเพื่อความสะดวกและปลอดภัย (Convenient and safety)

คือ เพื่อความสะดวกและปลอดภัยในการตรวจซ่อมหรือทดสอบอุปกรณ์ในระบบ จะได้ไม่ต้องมีการดับไฟฟ้าทั้งระบบโดยอาจจะติด bypass เพิ่มเข้าไปในระบบ

นอกจากนี้การออกแบบที่มีความสำคัญเช่นเดียวกัน คือ การจัดเรียงทางกายภาพ (Physical arrangement) ของอุปกรณ์ต่าง ๆ ในสถานีไฟฟ้า ซึ่งมีสิ่งที่คำนึงถึงดังนี้

- ความปลอดภัยในการติดตั้งโครงสร้าง (Safety of the structure) คือ จะต้องแข็งแรงพอที่จะรับน้ำมันหนักและแรงต่าง ๆ ได้อย่างปลอดภัย
- การต่อเติมขยับขยายของสถานีไฟฟ้า (Extensions of substation) คือ จะต้องสอดคล้องกับความเป็นตริงของสถานีไฟฟ้าแรงสูง พวกสภาพแวดล้อมที่จะขยายในอนาคตจะต้องไม่ติดอาคารรั้ว หรือแม่น้ำลำคลอง เป็นต้น
- ระยะห่างในการติดตั้งและซ่อมแซม (Clearance for installed and maintenance) คือ อุปกรณ์ต่าง ๆ จะต้องอยู่ห่างกันพอที่จะติดตั้ง หรือปลดออกมาบำรุงรักษาได้สะดวก
- มาตรฐานของการติดตั้งอุปกรณ์ (Standard equipment installation) คือ จะต้องเป็นไปตามมาตรฐาน เพื่อความปลอดภัยทางไฟฟ้า

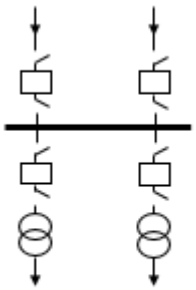
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3.4. รูปแบบการจัดวางบัสบาร์ของสถานีไฟฟ้าแรงสูง

3.4.1. รูปแบบบัสเดี่ยว (Single bus)

รูปแบบบัสเดี่ยว เป็นรูปแบบการจัดวางบัสบาร์บนพื้นฐานที่มีจำนวนเซอร์กิตเบรกเกอร์ 1 อุปกรณ์ต่อวงจร และมีจำนวนบัสบาร์เพียง 1 อุปกรณ์ รูปแบบนี้มีข้อจำกัดในการใช้งาน และไม่มีความยืดหยุ่นในการทำงาน โดยมีแผนภาพเส้นเดี่ยวและข้อดีข้อเสียแสดงดังตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 ตารางแสดงแผนภาพเส้นเดี่ยวและข้อดีข้อเสีย Single bus

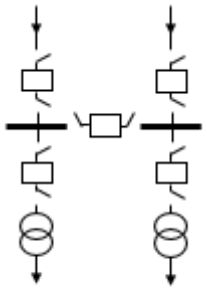
	ข้อดี	ข้อเสีย
 Single bus	1.วงจรขาเข้ามีเซอร์กิตเบรกเกอร์จำนวน 1 อุปกรณ์และใช้หม้อแปลงวัดแรงดัน 1 ชุด 2.การออกแบบระบบป้องกันและกันจัดเรียงอุปกรณ์ไม่ซับซ้อน 3.การลงทุนน้อยและใช้พื้นที่ไม่มาก 4.ง่ายต่อการก่อสร้างและการขยายในอนาคต 5.ราคาถูก	1.การบำรุงรักษาอุปกรณ์บางอุปกรณ์ อาจจำเป็นต้องตัดการไหลของกำลังไฟฟ้าทั้งระบบภายในสถานีไฟฟ้า 2.การผิดพร่องที่บัส หรือเซอร์กิตเบรกเกอร์ จะทำให้เกิดการล้มเหลวทั้งระบบ ซึ่งเป็นความเสียหายในวงกว้าง 3.มีความเชื่อถือได้ต่ำ 4.เมื่อต้องการขยายขนาดบัส การเพิ่มสายส่งไฟฟ้าแรงสูงหรือติดตั้งตำแหน่งหม้อแปลงจะต้องนำบัสหลักออกจากระบบ 5.ไม่เหมาะสมกับการจ่ายโหลดจำนวนมาก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

3.4.2. รูปแบบบัสเดี่ยวตัดตอน (Single bus with sectionalized)

รูปแบบบัสเดี่ยวตัดตอน เป็นรูปแบบที่มีการพัฒนาเพิ่มเติมจากรูปแบบบัสเดี่ยว โดยบัสหลักจะถูกแบ่งเป็น 2 ส่วน ด้วยเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ทำงานในลักษณะปกติปิด (Normal closed) ทั้งนี้สามารถนำอุปกรณ์ในส่วนที่ต้องการซ่อมบำรุงรักษาออกจากระบบ โดยไม่รบกวนระบบส่วนที่เหลือ แต่จะมีค่าใช้จ่ายอุปกรณ์เพิ่มขึ้น คือ เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมระหว่างบัสหลัก โดยแผนภาพเส้นเดี่ยวของรูปแบบบัสเดี่ยวตัดตอน โดยมีแผนภาพเส้นเดี่ยวและข้อดีข้อเสียแสดงดังตารางที่ 3.2

ตารางที่ 3.2 ตารางแสดงแผนภาพเส้นเดี่ยวและข้อดีข้อเสีย Single bus with sectionalized

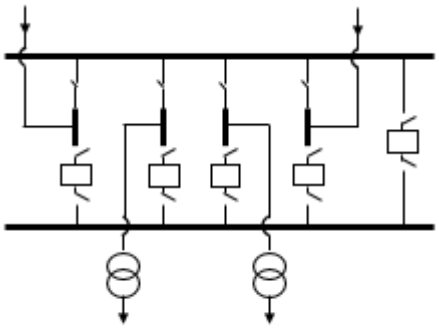
	ข้อดี	ข้อเสีย
 Single bus with sectionalized	1.มีความยืดหยุ่นในการใช้งาน 2.ประกอบด้วยบัสตัดตอนที่สามารถนำอุปกรณ์ไปซ่อมบำรุงรักษาได้ 3.การลงทุนน้อยและใช้พื้นที่ไม่มาก 4.การออกแบบระบบไม่ซับซ้อน	1.การเพิ่มเซอร์กิตเบรกเกอร์ระหว่างบัสจะส่งผลให้มีค่าใช้จ่ายที่สูงขึ้น 2.การเพิ่มส่วนตัดตอน อาจทำให้เกิดความขัดข้องจากส่วนที่ไม่ใช่ความผิดพร่องในระบบของสถานีไฟฟ้า 3.เมื่อเกิดความผิดพร่องที่บัสหรืออุปกรณ์ที่ต่อโดยตรงกับบัสจะทำให้เกิดการแยกตัวของแหล่งจ่ายกับโหลด 4.การซ่อมบำรุงรักษาเซอร์กิตเบรกเกอร์จำเป็นต้องเปิดวงจรที่สายส่งกำลังไฟฟ้าหรือหม้อแปลงกำลัง

3.4.3. รูปแบบบัสประธานและบัสโอนสำรอง (Main and transfer bus)

รูปแบบบัสประธานและบัสโอนสำรอง ได้รับการพัฒนามาจากรูปแบบบัสเดี่ยว โดยการเพิ่มบัสโอนสำรอง (Transfer bus) ซึ่งในสภาวะปกติวงจรทั้งหมด จะมีการเชื่อมต่อและการป้อนกำลังไฟฟ้าผ่านบัสหลัก (Main bus) เมื่อจะดำเนินการซ่อมบำรุงรักษาที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ เซอร์กิตเบรกเกอร์จะถูกแยกออกจากระบบโดยสวิตช์ตัดตอน (Disconnecting switch) ที่บริเวณหัวและท้ายของอุปกรณ์จะถูกเปิดออก จากนั้นสวิตช์ที่บัสโอนสำรองจะปิด และระบบจะป้อนกำลังไฟฟ้าผ่านเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมระหว่างบัสประธานและบัสโอนสำรอง (Bus tie breaker) ไปยังบัสโอนสำรองแทนซึ่งรูปแบบการจัดวางบัสประเภทนี้มีแผนภาพเส้นเดี่ยวของรูปแบบบัสประธานและบัสโอนสำรอง โดยมีแผนภาพเส้นเดี่ยวและข้อดีข้อเสียแสดงดังตารางที่ 3.3

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 3.3 ตารางแสดงแผนภาพเส้นเดี่ยวและข้อดีข้อเสีย Main and transfer bus

	ข้อดี	ข้อเสีย
 Main & Transfer bus	1. การซ่อมบำรุงรักษาเซอร์กิตเบรกเกอร์ และการขยายบัสหลักปราศจากการรบกวนของระบบภายในสถานีไฟฟ้าเพราะสามารถเชื่อมต่อการจายกำลังไฟฟ้า โดยผ่านสายส่งไฟฟ้าแรงสูงและหม้อแปลงกำลัง ณ ตำแหน่งบัสโอนสำรอง 2. ใช้หม้อแปลงวัดแรงดันเพียง 1 ชุด 3. ใช้พื้นที่น้อย และต่อเติมส่วนขยายของระบบได้	1. การเพิ่มบัสโอนสำรองและเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมระหว่างบัส จะทำให้มีค่าใช้จ่ายที่สูงขึ้น 2. จำเป็นต้องมีการเพิ่มประสิทธิภาพของระบบป้องกัน มิเช่นนั้นจะเกิดปัญหาเมื่อเกิดการซ่อมบำรุงอุปกรณ์ 3. การทำงานปกติภายในระบบจะมีความคล้ายคลึงกับรูปแบบบัสเดี่ยว 4. เมื่อเกิดความผิดพร่องที่บัสหรือเซอร์กิตเบรกเกอร์ จะทำให้เกิดการล้มเหลวทั้งระบบ

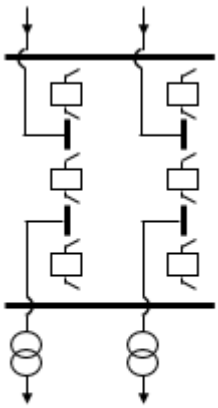
3.4.4. รูปแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง (Breaker and a half bus)

รูปแบบการจัดวางบัสประเภทบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง ได้รับการพัฒนาจากรูปแบบบัสวง โดยมีบัสหลักจำนวน 2 อุปกรณ์ ซึ่งบัสทั้งสองมีความแตกต่างจากรูปแบบบัสหลักและบัสโอนสำรองคือ ในสภาวะปกติรูปแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่งจะมีกำลังไฟฟ้าผ่านบัสหลักทั้ง 2 อุปกรณ์ แต่ในขณะที่รูปแบบบัสหลักและบัสโอนสำรองมีการจ่ายกำลังไฟฟ้าไหลผ่านเพียงบัสหลักเท่านั้น ทั้งนี้รูปแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่งประกอบด้วยเซอร์กิตเบรกเกอร์จำนวน 3 อุปกรณ์ต่อ 2 วงจรหลัก ได้แก่ วงจรขาเข้าและออก กล่าวได้ว่ามีเซอร์กิตเบรกเกอร์จำนวน 1.5 อุปกรณ์ต่อวงจรหลัก โดยในแต่ละวงจรจะมีการใช้เซอร์กิตเบรกเกอร์ตัวกลางร่วมกัน ด้วยเหตุผลดังกล่าวจึงเป็นที่มาของชื่อบัส

นอกจากนี้เซอร์กิตเบรกเกอร์ในระบบ สามารถนำออกจากระบบเพื่อซ่อมบำรุงรักษาได้ด้วยไม่รบกวนระบบไฟฟ้าโดยรวม รวมถึงความผิดพร่องที่อาจเกิดขึ้นในแต่ละบัสสามารถใช้สวิตช์ตัดตอนออกจากระบบโดยไม่ส่งผลกระทบต่อวงจรขาเข้าและออก ซึ่งถ้าถ้าเกิดเบรกเกอร์ที่ไม่อยู่ตรงกลางเกิดการล้มเหลวจะทำให้เกิดการขัดข้องเพียง 1 วงจร แต่ถ้าเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัวกลางที่อยู่ระหว่างขาเข้าและออกเกิดล้มเหลว จะทำให้เกิดความ

ขัดข้องทั้งสองวงจร โดยแผนภาพเส้นเดี่ยวของรูปแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง โดยมีแผนภาพเส้นเดี่ยวและข้อดีข้อเสียแสดงดังตารางที่ 3.4

ตารางที่ 3.4 ตารางแสงแผนภาพเส้นเดี่ยวและข้อดีข้อเสีย Breaker & a half

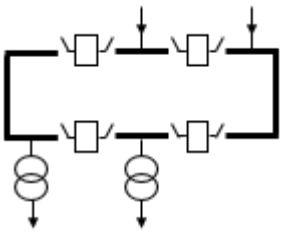
	ข้อดี	ข้อเสีย
 Breaker & a half	1.มีความยืดหยุ่นในการใช้งานและมีความเชื่อถือได้สูง 2.สามารถแบ่งแยกวงจรในแต่ละบัส โดยไม่ทำให้ระบบภายในสถานีไฟฟ้าเกิดการขัดข้อง 3.การเกิดความผิดพร่องที่บัสและการซ่อมบำรุงเซอร์กิตเบรกเกอร์จะไม่ส่งผลกระทบต่อวงจรอื่น 4.การสวิตช์ทุกตำแหน่งในระบบจะทำงานภายใต้การทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์เท่านั้น 5.การขัดข้องของเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ติดกับบัสมีผลให้วงจรเพียงวงจรเดียวเท่านั้นที่หยุดทำงาน	1.ระบบป้องกันที่ตำแหน่งของเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัวกลางมีความซับซ้อนเนื่องจากต้องควบคุมการทำงั้นทั้ง 2 วงจร ซึ่งจะทำให้แต่ละวงจรจำเป็นต้องมีแหล่งจ่ายสำหรับการทำงานของรีเลย์ 2.เมื่อเกิดการต่อขยายบัสหรือเชื่อมต่อกับวงจรอื่นในสถานีไฟฟ้าจำเป็นต้องมีการนำบัสใดบัสหนึ่งออกจากระบบ 3.การเพิ่มเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัวที่สองในลักษณะที่ต่ออนุกรมกับเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัวกลางทำได้ยาก นอกจากจะมีการออกแบบเผื่อพื้นที่ไว้

3.4.5. รูปแบบบัสวง (Ring bus)

รูปแบบบัสวงเป็นรูปแบบที่ได้รับการพัฒนามาจากรูปแบบบัสเดี่ยวตัดตอน ซึ่งภายในรูปแบบบัสวงจะมีเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมระหว่างบัสของวงจรขาออก จึงทำให้มีลักษณะเป็นวงปิด (Closed loop) ที่มีการแบ่งแยกของวงจรในแต่ละส่วนโดยเซอร์กิตเบรกเกอร์ ด้วยเหตุผลดังกล่าว ทำให้รูปแบบบัสวงมีความน่าเชื่อถือและมีความยืดหยุ่นในการทำงานที่ดี ทั้งนี้รูปแบบบัสวงสามารถถูกพัฒนาเป็นรูปแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่งได้ด้วย โดยแผนภาพเส้นเดี่ยวของรูปแบบบัสวง โดยมีแผนภาพเส้นเดี่ยวและข้อดีข้อเสียแสดงดังตารางที่ 3.5

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 3.5 ตารางแสดงแผนภาพเส้นเดี่ยวและข้อดีข้อเสีย Ring bus

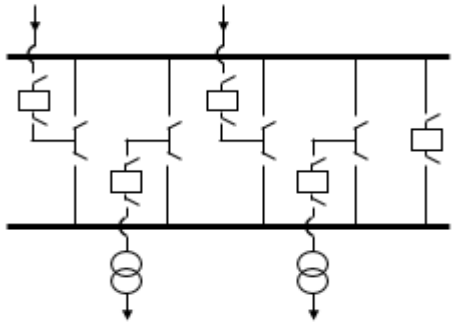
	ข้อดี	ข้อเสีย
 Ring bus	1.มีความยืดหยุ่นในการทำงาน 2.มีความเชื่อถือได้ 3.ไม่มีบัสหลัก 4.สามารถพัฒนาเป็นรูปแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่งได้ 5.ค่าใช้จ่ายต่ำเนื่องจาก จำนวนอุปกรณ์ภายในมีไม่มาก 6.การแบ่งแยกในแต่ละส่วนของบัสและเซอร์กิตเบรกเกอร์สำหรับการซ่อมบำรุง จะไม่ส่งผลกระทบต่อระบบโดยรวม จึงสามารถทำการซ่อมบำรุงเซอร์กิตเบรกเกอร์แต่ละอุปกรณ์ได้โดยไม่จำเป็นต้องตัดการจ่ายไฟฟ้ากับโหลด 7.สะดวกต่อการบำรุงรักษา 8.ใช้เซอร์กิตเบรกเกอร์ 1 อุปกรณ์ต่อ 1 วงจร 9.แต่ละวงจรถูกป้อนโดยอาศัยเซอร์กิตเบรกเกอร์ 2 ตัว	1.การเกิดความผิดพร่องของเซอร์กิตเบรกเกอร์อาจทำให้เกิดการรบกวนภายในระบบหลายวงจร ซึ่งทำให้ความเชื่อถือได้ลดลง 2.ในแต่ละวงจรต้องมีแหล่งจ่ายสำหรับการทำงานของรีเลย์ 3.มักจะจำกัดจำนวนวงไว้ 4 วงจร ซึ่งในทางปฏิบัติอาจมีถึง 10 วงจร แต่อย่างไรก็ดี ไม่ควรมีจำนวนวงจรเกิน 6 วงจร 4.Automatic Recloseing และระบบป้องกันค่อนข้างซับซ้อน 5.ต้องใช้อุปกรณ์ที่ทำงานเกี่ยวกับแรงดันสำหรับทุกวงจรที่จ่ายโหลดเนื่องจากไม่มีจุดอ้างอิง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3.4.6. รูปแบบบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ (Double bus single breaker)

รูปแบบบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์ประกอบด้วย บัสหลัก 2 อุปกรณ์ที่เชื่อมต่อกันผ่านเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่เชื่อมระหว่างบัสทั้งสอง (Bus tie breaker) ซึ่งการใช้ประโยชน์ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังกล่าวนี้ในรูปแบบปกติปิดจะสามารถทำการถ่ายโอนวงจรจากบัสหนึ่งสู่บัสที่เหลือในลักษณะที่เหมือนกับการสวิตช์ โดยการล้มเหลวที่เกิดขึ้นกับบัสจะไม่ส่งผลกระทบต่อการล้มเหลวของบัสอื่น แต่ถ้าเกิดการล้มเหลวที่ Bus tie breaker จะทำให้เกิดการขัดข้องทั้งระบบ นอกจากนี้ถ้า Bus tie breaker ถูกใช้งานในรูปแบบปกติเปิดจะเปรียบเสมือนรูปแบบบัสเดี่ยว 2 ระบบซึ่งจะทำให้ความน่าเชื่อถือที่ลดลง โดยแผนภาพเส้นเดี่ยวของรูปแบบบัสประธานคู่ต่อเบรกเกอร์โดยมีแผนภาพเส้นเดี่ยวและข้อดีข้อเสียแสดงดังตารางที่ 3.6

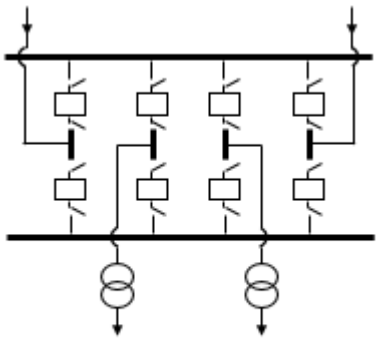
ตารางที่ 3.6 ตารางแสดงแผนภาพเส้นเดี่ยวและข้อดีข้อเสีย Double bus single breaker

	ข้อดี	ข้อเสีย
 Double bus single breaker	1. การลงทุนน้อยและใช้พื้นที่ในการปฏิบัติงานไม่มาก 2. การล้มเหลวที่เกิดขึ้นกับบัสจะไม่ส่งผลกระทบต่อการล้มเหลวของบัสอื่น	1. เมื่อใช้ bus tie แบบปกติเปิด จะมีความเชื่อถือได้ต่ำ 2. ระบบป้องกันมีความซับซ้อน 3. เมื่อขณะที่ bus tie เกิดเหตุขัดข้อง จะส่งผลให้เกิดการหยุดการจ่ายกำลังไฟฟ้าทั้งสถานี

3.4.7. รูปแบบบัสประธานคู่ (Double bus double breaker)

รูปแบบบัสประธานคู่ มีรูปแบบคล้ายกับรูปแบบบัสและเบรกเกอร์ครึ่ง แต่มีความแตกต่างกันคือ ในแต่ละวงจรหลักจะประกอบด้วยเซอร์กิตเบรกเกอร์จำนวน 2 อุปกรณ์ โดยที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ตัวใดตัวหนึ่งล้มเหลวจะส่งผลกระทบให้เกิดการขัดข้องเพียง 1 วงจร ซึ่งการเพิ่มจำนวนเซอร์กิตเบรกเกอร์จะส่งผลให้มีค่าอุปกรณ์เพิ่มขึ้น ดังนั้นรูปแบบบัสประธานคู่มักจะใช้เฉพาะสถานีไฟฟ้าที่มีระบบการผลิตขนาดใหญ่ โดยที่แผนภาพเส้นเดี่ยวของรูปแบบบัสประธานคู่ โดยมีแผนภาพเส้นเดี่ยวและข้อดีข้อเสียแสดงดังตารางที่ 3.7

ตารางที่ 3.7 ตารางแสดงแผนภาพเส้นเดี่ยวและข้อดีข้อเสีย Double bus Double breaker

	ข้อดี	ข้อเสีย
 Double bus double breaker	1. มีความยืดหยุ่นในการใช้งานและมีความน่าเชื่อถือได้สูง 2. สำหรับการบำรุงรักษาหรือเกิดความผิดพร่องกับบัสหลักและเซอร์กิตเบรกเกอร์จะไม่ทำให้ระบบเกิดการขัดข้อง 3. การสวิตช์ทุกตำแหน่งในระบบจะทำงานภายใต้การทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์เท่านั้น	1. มีค่าใช้จ่ายที่สูงมากเพราะต้องใช้จำนวนเซอร์กิตเบรกเกอร์ 2 อุปกรณ์ต่อวงจร

3.5. วิธีดำเนินการและบำรุงรักษา (Operation & Maintenance)

อุปกรณ์ต่าง ๆ เมื่อมีการใช้งานระยะเวลาหนึ่งย่อมมีการสึกหรอตามสภาพการใช้งาน ต้องมีการดูแลซ่อมบำรุงรักษาหรือท้ายที่สุดต้องทำการเปลี่ยนอุปกรณ์นั้น ๆ สามารถสังเกตจากการตรวจสอบสภาพภายในและภายนอกหรือทดสอบระบบต่าง ๆ ทั้งทางกายภาพและทางไฟฟ้า ซึ่งมีรายการตรวจสอบอุปกรณ์หลัก ๆ อ้างอิงตามมาตรฐาน ANSI/NETA MTS-2011 “Standard for Maintenance Specification for Electrical Power Equipment and system” ดังภาคผนวก ง ได้แก่

3.5.1. เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit breaker)

1. **Circuit breaker SF6**

เซอร์กิตเบรกเกอร์แบบฉนวนก๊าซ SF6 ต้องมีการตรวจสอบโดยการสังเกต และทดสอบค่าต่าง ๆ ได้แก่ การตรวจสอบการทำงานของอุปกรณ์ทางกล การทดสอบ Close/Open ของเบรกเกอร์ การเช็ค Torque ของตัวยึดต่าง ๆ ,การทดสอบค่าความเป็นฉนวนของระบบ ,การตรวจการรั่วไหลของก๊าซ SF6 รวมถึงการทำสอบคุณภาพของก๊าซและอื่น ๆ เป็นต้น ให้ได้ตามมาตรฐานมีรายละเอียดดังภาคผนวก จ

2. **Circuit breaker Vacuum, Medium Voltage**

เซอร์กิตเบรกเกอร์แบบสุญญากาศ การตรวจสอบจะคล้ายกับแบบ SF6 แต่ไม่ต้องมีการตรวจสอบก๊าซ เนื่องจากเป็นเบรกเกอร์ที่มีลักษณะการทำงานแบบสุญญากาศ จะต้องมีการทดสอบเพิ่มคือ การทดสอบค่าความเป็นสุญญากาศกาศให้ไม่เกินค่าที่กำหนด และอื่น ๆ เป็นต้นมีรายละเอียดดังภาคผนวก จ

3.5.2. สวิตช์ตัดตอน (Disconnecting switch)

ในสถานีต้นแบบใช้ชนิด Switch Air, Medium and High Voltage, Open ซึ่งต้องมีการบำรุงรักษาทั้งการตรวจสอบและทดสอบ ได้แก่ การทดสอบกายภาพทางกล ,การทำสอบการทำงานของมอเตอร์ , การทดสอบค่าความเป็นฉนวน ,การทดสอบแรงดัน ,การทดสอบค่า torque และอื่น ๆ เป็นต้น มีรายละเอียดดังภาคผนวก จ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3.5.3. หม้อแปลงไฟฟ้า (Transformer)

1. **Transformers Dry-Type**

หม้อแปลงแบบแห้งหรือเรียกได้อีกอย่างว่าหม้อแปลงฉนวนอากาศ มีลักษณะตามชื่อเรียกคือใช้ฉนวนภายในหม้อแปลงเป็นอากาศ ได้แก่ การทดสอบความเป็นฉนวนของขดลวดตัวนำ ,การทำสอบอัตราส่วน Turn Ratio ,การทดสอบกระแสกระตุ้นของขดลวด ,การทดสอบแรงดันทั้งฝั่งสูงและต่ำ ,การทดสอบความสามารถในการทดแรงดันเกิน และอื่น ๆ เป็นต้น มีรายละเอียดดังภาคผนวก จ

2. **Transformers Liquid Filled**

หม้อแปลงแบบใช้ของเหลวเป็นฉนวนซึ่งโดยทั่วไปจะเป็นน้ำมัน และใช้กันอย่างแพร่หลายเพราะสามารถออกแบบโหลดได้สูงกว่า Dry Type เนื่องจากมีน้ำมันเป็นฉนวน มีการทดสอบแตกต่างกัน ได้แก่ การทดสอบการทำงานของอุปกรณ์ระบายความร้อนพวกพัดลมหรือปั๊ม ,การตรวจสอบระดับน้ำมันและคุณภาพของ

น้ำมัน ,การทดสอบค่าความเป็นก๊าซภายในหม้อแปลง ,การทดสอบ Regulating Apparatus, Load Tap-Changers ,การทดสอบค่าความเป็นฉนวนของขดลวดตัวนำ และอื่น ๆ เป็นต้น มีรายละเอียดดังภาคผนวก จ

3. Instrument Transformers

หม้อแปลงวัดมีอยู่ 2 ชนิด คือ หม้อแปลงแรงดัน และหม้อแปลงกระแส จะมีการทดสอบที่แตกต่างกันตามประเภท แต่ใช้หลักการคล้าย ๆ กันเพราะใช้เป็นอุปกรณ์วัดเช่นเดียวกัน มีการทดสอบ ได้แก่ การทดสอบ Shorting Connections ,การทดสอบ Turn Ratio test ,การทดสอบค่า Burden, การทดสอบค่าความแม่นยำให้ไม่เกินค่ามาตรฐาน และอื่น ๆ เป็นต้น มีรายละเอียดดังภาคผนวก จ

3.5.4. สายส่งไฟฟ้า (Transmission Line)

ตามสถานีไฟฟ้าจะเป็นรูปแบบ Cable, Medium and High Voltage เป็นหลัก มีกาดทดสอบหลัก ได้แก่ Dielectric Withstand (DC withstand voltage ,Very low frequency (VLF) ,Power frequency (50/60 Hz) dielectric voltage) , การทดสอบลักษณะทางกายภาพโดยรวมของสายส่ง และอื่น ๆ เป็นต้น มีรายละเอียดดังภาคผนวก จ

3.5.5. บัสบาร์ (Bus bar)

บัสบาร์ หรือ Metal Enclosed Busways เป็นอุปกรณ์มีคุณสมบัติคล้ายกับสายไฟฟ้า แต่สามารถรับพิกัดของกระแสได้สูงมีความสำคัญกับระบบของสถานีไฟฟ้าเช่นกัน โดยต้องมีการทดสอบ ได้แก่ การตรวจสอบลักษณะทางกายภาพ ,การทดสอบ Dielectric withstand voltage ,การทดสอบค่าความเป็นฉนวนของ bus bar ให้ไม่เกินตามมาตรฐาน ,การทดสอบ Voltage drop และอื่น ๆ เป็นต้น มีรายละเอียดดังภาคผนวก จ

3.5.6. Surge Arresters, Medium and High Voltage

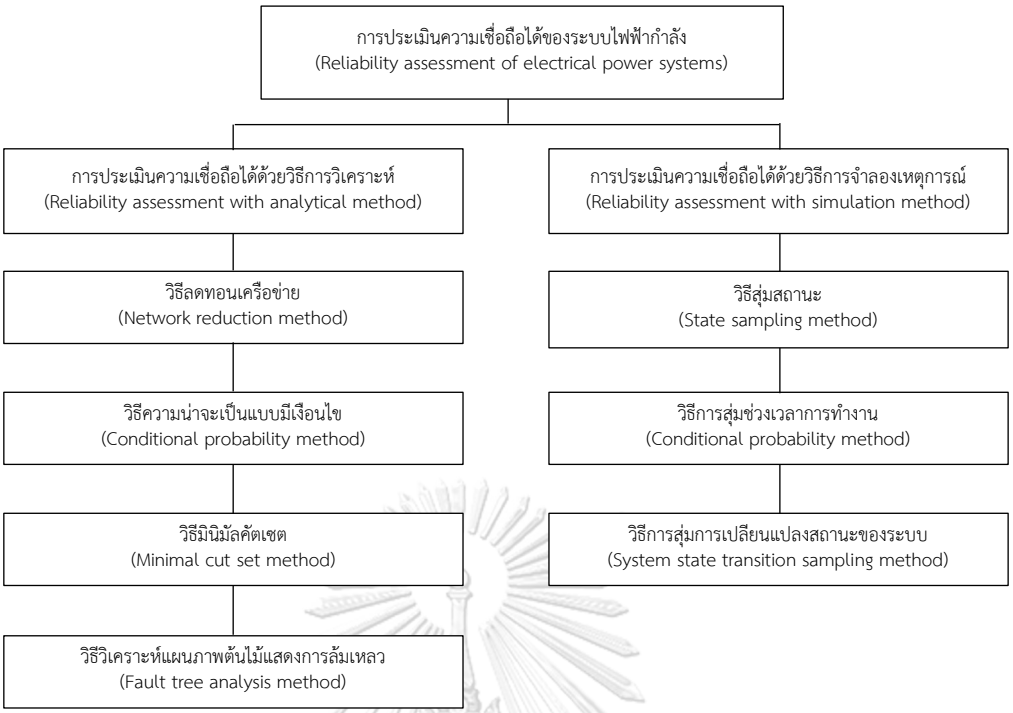
กับดักล่อฟ้าผ้า หรือ Surge arresters เป็นตัวที่ใช้ป้องกันอุปกรณ์ ๆ ต่างในสถานีไฟฟ้ากรณ์เกิดฟ้าผ่าหรือการลัดวงจรภายในระบบให้ลัดวงจรลงดินแทน ต้องมีการทดสอบ ได้แก่ การทดสอบค่าความเป็นฉนวน ,การทดสอบการเชื่อมต่อกับสายดิน ,การทดสอบค่าการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าภายในระบบ และอื่น ๆ เป็นต้น มีรายละเอียดดังภาคผนวก จ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3.6. ดัชนีชี้วัดอันเกิดจากไฟฟ้าดับของแต่ละรูปแบบจัดเรียงบัสบาร์

3.6.1. ทฤษฎีการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้

จากการศึกษาวิจัยของ นายนวพล สุดเขต.(2556). [5] ได้อธิบายทฤษฎีและหลักการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ ซึ่งโดยทั่วไปการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้แบ่งได้ 2 วิธี คือ วิธีการวิเคราะห์ (Analytical Method) และวิธีจำลองเหตุการณ์ (Simulation method) แสดงวิธีการดังภาพที่ 3.9



ภาพที่ 3.9 ทฤษฎีที่ใช้ประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง

สำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยร่วมกับการพิจารณาความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ นายไชยยศ มิตรเชื้อชาติ.(2555). [6] ได้ทำการศึกษาและเลือกใช้ทฤษฎีวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล (Monte Carlo) และวิธีการวิเคราะห์แบบมินิมัลคัตเซต (Minimal cut set method) โดยนำข้อดีของทั้ง 2 วิธีมาใช้ร่วมกัน เพื่อประเมินความน่าเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าแต่ละรูปแบบและนำมาคำนวณมูลค่าความเสียหายอันเกิดจากไฟฟ้าดับตามลำดับ ซึ่งมีหลักการวิเคราะห์ดังนี้

1. การประเมินความน่าเชื่อถือได้ โดยใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล

ทฤษฎีการประเมินการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล (Monte Carlo Simulation) เป็นวิธีที่สามารถวิเคราะห์ปัญหาที่ซับซ้อนได้ดีและมีความน่าเชื่อถือ แต่มีความซับซ้อนมากกว่าการวิเคราะห์แบบมินิมัลคัตเซต โดยจะอาศัยกระบวนการสุ่มตัวเลขเพื่อแสดงเหตุการณ์ที่สนใจผ่านข้อมูลเชิงสถิติ และพฤติกรรมการทำงานของอุปกรณ์ภายในระยะเวลาที่ได้จำลองขึ้น ผลลัพธ์ที่ได้จากการจำลองจะออกมาในรูปแบบความถี่หรือการกระจายตัวของความน่าจะเป็นและนำมาคำนวณเป็นค่าเฉลี่ยได้ โดยมีทั้งหมด 3 แบบได้แก่

- **วิธีการสุ่มโดยตรงของสถานะแต่ละอุปกรณ์ (Direct Monte Carlo Simulation)**

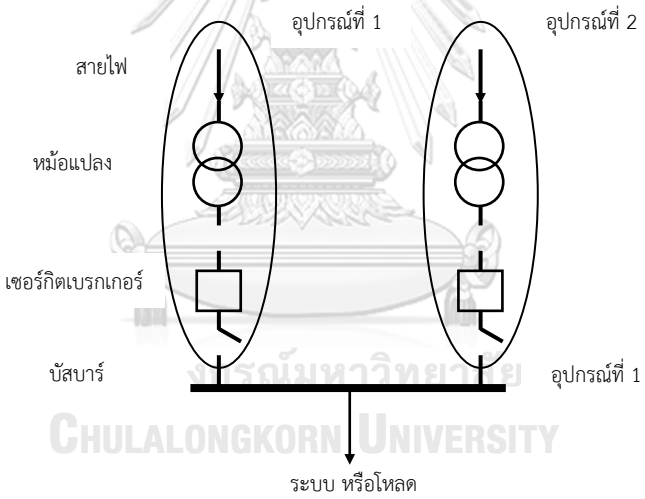
การสุ่มสถานะเป็นการสุ่มสถานะของอุปกรณ์แต่ละตัวโดยการสุ่มตัวเลข หากตัวเลขที่สุ่มมากกว่าค่าความน่าจะเป็นที่อุปกรณ์ตัวนั้นล้มเหลว ถือว่าอุปกรณ์นั้นอยู่ในสถานะปกติ แต่หากว่าน้อยกว่าหรือเท่ากับความน่าจะเป็นถือว่าอุปกรณ์นั้นอยู่ในสถานะล้มเหลว แสดงตัวอย่างการวิเคราะห์ดังตารางที่ 3.8

ตารางที่ 3.8 แสดงตัวอย่างการจำลองเหตุการณ์โดยที่ x และ y หมายถึงการล้มเหลว

ครั้งที่สุ่ม	1	2	3	4	5	6	7	8	9	...	N
บัส	x			x				x		...	
หม้อแปลง		x		x	x				x	...	
เซอร์กิตเบรกเกอร์	x				x		x				
ระบบรวม	y			y	y			y			

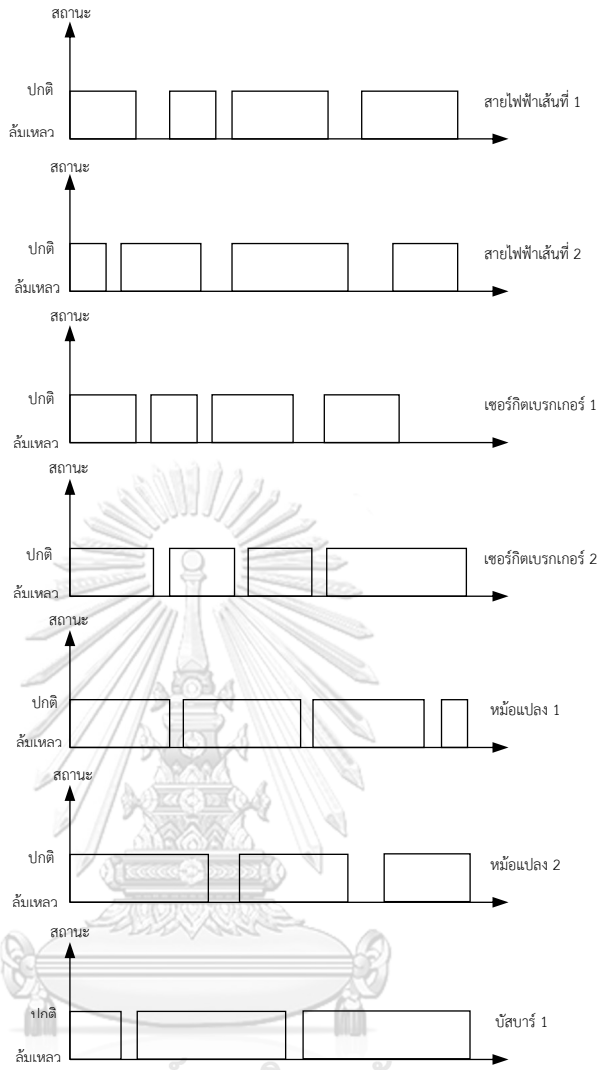
- **วิธีการสุ่มแบบมีเป้าหมายขึ้นกับเวลา (Monte Carlo Simulation)**

การสุ่มช่วงเวลาการทำงานเป็นการสุ่มโดยมีสมมติฐานว่า ช่วงเวลาของอุปกรณ์หนึ่ง ๆ อยู่ในสถานะปกติ หรือสถานะล้มเหลว ซึ่งสถานะปกติของอุปกรณ์เป็นการกระจายแบบปกติ พิจารณาสถานะปกติของอุปกรณ์ที่มีการกระจายตัว ซึ่งมีรูปแบบเอ็กโพเนนเชียล ด้วยวิธีดังกล่าวจะสามารถสุ่มช่วงระยะเวลาการทำงานของแต่ละอุปกรณ์ซึ่งอยู่ในสถานะหนึ่ง ๆ จนกระทั่งเปลี่ยนสถานะได้ และเมื่อทำการสุ่มซ้ำกับอุปกรณ์ทุกตัวจนครบและครบระยะเวลาจะได้ข้อมูล โดยมีระบบตัวอย่างสำหรับวิธีการสุ่มช่วงเวลาการทำงาน แสดงดังภาพที่ 3.10 และ 3.11



ภาพที่ 3.10 ระบบตัวอย่างสำหรับวิธีสุ่มช่วงเวลาการทำงาน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



ภาพที่ 3.11 ช่วงเวลาการทำงานของอุปกรณ์แต่ละตัวที่เกิดจากการสุ่ม

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

- **วิธีการสุ่มแบบลดหรือเปลี่ยนสถานะของระบบ (Dagger Sampling Monte Carlo Simulation)**

ระบบจะพิจารณานา โดยสมมติฐานว่าช่วงเวลาของอุปกรณ์แต่ละตัวที่จะอยู่ในสถานะปกติ หรือล้มเหลว มีการกระจายแบบเอ็กโพเนนเชียล ระบบจะมีสถานะเปลี่ยนแปลงไปตามลำดับ ตัวอย่างดังตารางที่ 3.9

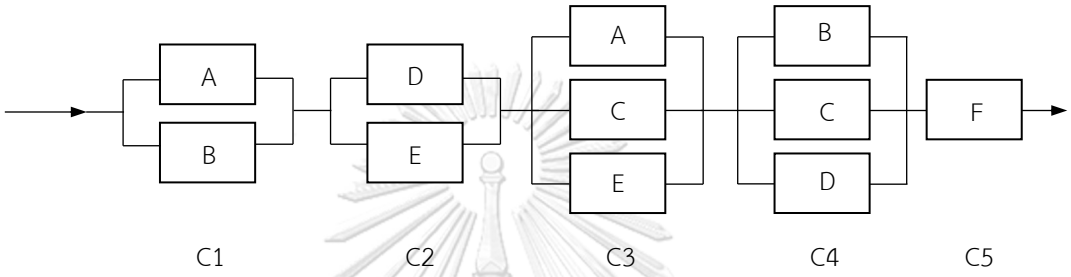
ตารางที่ 3.9 ตัวอย่างการจำลองเหตุการณ์ตามวิธี Dagger Sampling Monte Carlo

อุปกรณ์	ครั้งที่ล้มเหลวถึงครั้งที่ N						
บัสบาร์	1	4	8	x		...	
หม้อแปลง	2	4	5	x	x	9	...
เซอร์กิตเบรกเกอร์	1	5	7		x	...	
ระบบรวม	1	4	5	y	y	8	...

2. การประเมินความน่าเชื่อถือได้ โดยใช้วิธีการวิเคราะห์แบบมินิมัลคัตเซต

ทฤษฎีการวิเคราะห์แบบมินิมัลคัตเซต (Minimal Cut Set Method เป็นวิธีที่ง่ายต่อการวิเคราะห์ทั้งมีความรวดเร็วและถูกต้องแม่นยำ ซึ่งเป็นวิธีที่ระบุอุปกรณ์ที่เกิดการล้มเหลวแล้วทำให้ระบบเหลว

คัตเซต คือ กลุ่มอุปกรณ์ของระบบ เมื่อเกิดการล้มเหลวหรือขัดข้องแล้วทำให้ระบบไม่สามารถทำงานได้ มินิมัลคัตเซต คือ คัตเซตที่เล็กที่สุดที่เป็นกลุ่มอุปกรณ์ของระบบเมื่อเกิดการล้มเหลวขึ้นทำให้ระบบไม่สามารถทำงานได้ ถ้าหากอุปกรณ์ตัวใดตัวหนึ่งในกลุ่มใช้งานได้ ระบบจะไม่ล้มเหลว หรืออุปกรณ์ในมินิมัลคัตเซตจะต้องล้มเหลวทั้งหมดจึงจะทำให้ระบบล้มเหลว แสดงได้ดังภาพที่ 3.12



ภาพที่ 3.12 วิธีตัวอย่างแบบมินิมัลคัตเซต

ซึ่งมินิมัลคัตเซตสามารถแบ่งได้หลายประเภทการล้มเหลวของอุปกรณ์ แบ่งได้ 3 ประเภท ดังนี้ 1. มินิมัลคัตเซตการล้มเหลวแบบ Active 2.มินิมัลคัตเซตแบบ Passive 3.มินิมัลคัตเซตแบบ Maintenance เพื่อนำมาใช้วิเคราะห์ดัชนีความน่าเชื่อถือได้ทั้ง 7 รูปแบบบัสบาร์ มีตัวอย่างการวิเคราะห์แสดงดังตารางที่ 3.10

ตารางที่ 3.10 ตัวอย่างการแสดงผลค่าความเชื่อถือได้จากวิธีทั้ง 2

รูปแบบการจัดเรียงบัสบาร์			
เหตุการณ์การล้มเหลว	LOLF (ครั้ง/ปี)	LOLD (ชั่วโมง/ปี)	LOLP (ชั่วโมง/ปี)
การล้มเหลวแบบพาสสีฟ	-	-	-
การล้มเหลวแบบแอคทีฟ	0.1201	0.2500	0.0299
การล้มเหลวแบบบำรุงรักษา	2.0000	28.0002	56.0003
เหตุการณ์ล้มเหลวทั้ง 3 ประเภท	2.1201	26.4281	56.0302

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3.6.2. การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อได้

LOLP (Loss of load probability)

คือ ความน่าจะเป็นที่ระบบจะเกิดความล้มเหลว คำนวณจากอัตราส่วนระหว่างระยะเวลาทั้งหมดที่ระบบอยู่ในสถานะล้มเหลวในการจำลองเหตุการณ์ต่อระยะเวลาทั้งหมดที่ใช้ในการจำลองเหตุการณ์

EPNS (Expected Power Not Served)

คือ โหลดในระบบที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้า คำนวณจากอัตราส่วนระหว่างโหลดที่ไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้าแต่ละสถานะคูณระยะเวลาในสถานะที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าต่อระยะเวลาทั้งหมดที่ใช้ในการจำลองเหตุการณ์

LOLF (Loss of Load Frequency)

คือ ความถี่ที่ระบบเปลี่ยนจากสถานะปกติเป็นล้มเหลว หรือล้มเหลวไปเป็นปกติ สามารถคำนวณได้จากอัตราส่วนระหว่างจำนวนครั้งทั้งหมดที่ระบบเกิดการเปลี่ยนแปลงสถานะจากปกติเป็นล้มเหลวต่อระยะเวลาทั้งหมดที่ใช้ในการจำลองเหตุการณ์

LOLD (Loss of Load Duration)

คือ ระยะเวลาที่ระบบจะอยู่ในสถานะล้มเหลวแต่ละครั้ง คำนวณจากอัตราส่วนระหว่างระยะเวลาทั้งหมดที่ระบบเกิดการล้มเหลวในการจำลองเหตุการณ์ต่อจำนวนครั้งทั้งหมดที่ระบบเกิดการล้มเหลวในการจำลองเหตุการณ์

LOLE (Loss of Load Expectation)

คือ ค่าดัชนีที่บ่งบอกถึงช่วงเวลาที่กำลังการผลิตไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยมีหน่วยเป็นจำนวนชั่วโมงหรือจำนวนวันเทียบกับระยะเวลาที่สนใจ ซึ่งมักจะเทียบเป็นหนึ่งปีและสามารถคำนวณได้จากสมการที่ 3.1

$$LOLE = LOLP \times 365 \tag{3.1}$$

EENS (Expected Energy Not Supplied)

คือ ค่าดัชนีที่บ่งบอกถึงค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายจากระบบไฟฟ้ามักจะมีหน่วยเป็น MWh ต่อปี สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 3.2

$$EENS = EPNS \times 8760 \tag{3.2}$$

SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)

คือ ค่าดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ย ซึ่งหมายถึงค่าเฉลี่ยจำนวนครั้งที่จุดโหลดไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าในระยะช่วงเวลาหนึ่ง โดยทั่วไปคือ 1 ปี สามารถคำนวณได้จากผลรวมของค่า LOLF แต่ละจุดโหลดแต่จำนวนจุดโหลดทั้งหมดของระบบ

$$\text{SAIFI} = \frac{\text{ผลรวมของจำนวนที่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดเหตุการณ์ล้มเหลว}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด}} = \frac{\Sigma\, \lambda_i \mathrm{N}_i}{\Sigma\, \mathrm{N}_i} \tag{3.3}$$

โดย λ_i คือ อัตราการเกิดเหตุการณ์ล้มเหลวของผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบที่ i (ครั้ง/ปี)

N_i คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าของระบบที่ i

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

SAIDI (System Average Interruption Duration Index)

คือ ค่าดัชนีแสดงระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ยต่อจุดโหลด 1 จุดในระยะช่วงเวลาหนึ่ง โดยทั่วไปในรอบ 1 ปี สามารถคำนวณได้จาก ผลรวมของค่า LOLD แต่ละจุดโหลดต่อจำนวนจุดโหลดทั้งหมดของระบบ

$$\text{SAIDI} = \frac{\text{ผลรวมของระยะเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดเหตุการณ์ล้มเหลว}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด}} = \frac{\Sigma\, U_i N_i}{\Sigma\, N_i} \qquad (3.4)$$

โดย U_i คือ ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุการณ์ล้มเหลวของผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบที่ i (ชั่วโมง/ปี)

N_i คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าของระบบที่ i

ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ต่าง ๆ ของรูปแบบการจัดเรียงบัสบาร์ทั้ง 7 รูปแบบ

จากการศึกษาของ ไชยยศ มิตรเชื้อชาติ พบว่าความเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสบาร์แต่ละรูปแบบในสถานีไฟฟ้าย่อยโดยวิธีการจำลองมอนติคาร์โลรวมกับวิธีมินิมัลคัตเซตมีค่าประเมิน แสดงดังตารางที่ 3.11

ตารางที่ 3.11 ค่าความน่าเชื่อถือได้ของรูปแบบการจัดเรียงบัสบาร์แต่ละรูปแบบ

เหตุการณ์การล้มเหลว	LOLF (ครั้ง/ปี)	LOLD (ชั่วโมง/ครั้ง)	LOLP (ชั่วโมง/ปี)
Single bus	3.1333	28.1323	88.1468
Sectionalized single bus	3.1235	28.1835	88.0311
Main and transfer bus	2.1375	26.2140	56.0340
Breaker and a half	1.1193	35.7624	40.0289
Ring bus	2.1201	26.4281	56.0302
Double bus double breaker	1.1567	34.6196	40.0445
Double bus single breaker	2.1123	34.1034	72.0366

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 4
การวิเคราะห์และทดสอบตามทฤษฎีในการประเมินอายุเชิงเศรษฐกิจของสถานีไฟฟ้าแรงสูง และเสนอรูปแบบจำลอง

เพื่อการคำนวณหาต้นทุนตลอดช่วงอายุของรูปแบบการจัดเรียงบัสบาร์ทั้ง 7 รูปแบบ ซึ่งกล่าวในเบื้องต้น ได้แก่ Single bus, Single bus with sectionalized, Main and transfer bus, Breaker and a half bus, Ring bus, Double bus single breaker และ Double bus double breaker สามาถคำนวณได้จาก สมการที่ 2.1

$$LCC = C_I + (C_{O\&m} + C_{Interruption}) \quad (4.1)$$

เมื่อ LCC = ต้นทุนตลอดช่วงอายุ

C_I = ค่าใช้จ่ายในการลงทุน (Investment Cost)

$C_{O\&m}$ = ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและบำรุงรักษาต่อปี (Operation & Maintenance Cost)

$C_{Interruption}$ = ค่าใช้จ่ายมูลค่าความเสียหายอันเกิดจากไฟฟ้าดับ (Power Interruption Cost)

โดยมีการกำหนดขอบเขตสำหรับการคำนวณ ได้แก่

- หม้อแปลงไฟฟ้ามีขนาด 50 MVA
- จำนวน Feeder ของสถานีไฟฟ้ามีทั้งหมด 4 Feeders (หม้อแปลง 2 Feeders สายส่ง 2 Feeders)
- ไม่คำนึงถึงมูลค่าที่ดิน เนื่องจากเป็นตัวแปรที่ไม่แน่นอนขึ้นอยู่กับตำแหน่ง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

4.1. การคำนวณหาค่าใช้จ่ายในการลงทุน (Investment Cost)

กำหนดให้สถานีไฟฟ้าแรงสูงที่จังหวัดระยองมีรูปแบบการจัดเรียงบัสบาร์แบบ Sectionalized single bus เป็นต้นแบบสำหรับการประมาณมูลค่าการลงทุนรวมของการจัดเรียงบัสบาร์ทั้ง 7 รูปแบบ โดยมีรายละเอียดต้นทุนการลงทุนทั้งหมดแสดงดังตารางที่ 4.1 มูลค่าการลงทุนรวม (Summary Total Cost) คือ 109,110,000 บาท และเป็นต้นแบบของรูปแบบจำลองในการหาอายุเชิงเศรษฐกิจด้วย

ตารางที่ 4.1 รายละเอียดมูลค่าอุปกรณ์ที่ลงทุนในสถานีต้นแบบ จังหวัดระยอง

Item	Description	Quantity	Unit	Cost/Unit	Total Cost
1	115 kV Equipment				66,410,000
1.1	115/22kV 30/40/50 MVA OLTC Transformer	2	Set	16,925,000	33,850,000
1.2	Power Circuit Breaker	5	Set	900,000	4,500,000
1.3	Disconnection switch with grounding	5	Set	350,000	1,750,000
1.4	Disconnection switch without grounding	3	Set	350,000	1,050,000
1.5	Voltage Transformer 115 kV	12	Set	300,000	3,600,000
1.6	Current Transformer 115 kV	15	Set	300,000	4,500,000
1.7	Insulator - Post Type	1	Lot	350,000	350,000
1.8	- Suspension Type	1	Lot	400,000	400,000
1.9	Lightning Arrestor	8	Set	70,000	560,000
1.10	Control and Relay Panel	1	Lot	5,000,000	5,000,000
1.11	AC Board	1	Set	400,000	400,000
1.12	DC Board	1	Set	300,000	300,000
1.13	Battery & Charger	1	Set	1,200,000	1,200,000
1.14	HV ,MV ,LV & Control Cable	1	Lot	4,000,000	4,000,000
1.15	Earthing System	1	Lot	1,800,000	1,800,000
1.16	Automatic Fast Transfer System	1	Lot	2,800,000	2,800,000
1.17	Work Interface to Power Transformer	1	Lot	100,000	100,000
1.18	Time Synchronizing System	1	Lot	50,000	50,000
1.19	Bulk Materials	1	Lot	200,000	200,000
2	22kV Equipment				20,100,000
2.1	22kV Switchgear Incoming	2	Set	1,000,000	2,000,000
2.2	22kV Switchgear Outgoing	9	Set	1,200,000	10,800,000
2.3	22kV Switchgear Bus-tie	1	Set	1,000,000	1,000,000
2.4	22kV Switchgear Busbar VT	1	Set	800,000	800,000
2.5	Power & Control Panel	1	Lot	400,000	400,000
2.6	Power & Control Cable	1	Lot	400,000	400,000
2.7	Load Shedding	1	Lot	1,000,000	1,000,000
2.8	Aux. Transformer	1	Set	300,000	300,000
2.9	Riser Pole	1	Lot	500,000	500,000
2.10	Insulator - Post Type	1	Lot	200,000	200,000
2.11	- Suspension Type	1	Lot	200,000	200,000
2.12	Energy Meter	1	Lot	500,000	500,000
2.13	Earthing System	1	Lot	1,800,000	1,800,000
2.14	Bulk Materials	1	Lot	200,000	200,000
3	Civil Work				15,600,000
4	Fire Fighting System				5,000,000
5	Project Management/Erection/Installation/ Commissioning				2,000,000
				Summary Total Cost	THB 109,110,000

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

เนื่องจากมูลค่าการลงทุนแต่รูปแบบ จะพิจารณาที่จำนวนอุปกรณ์ที่แตกต่างกันไปตามแต่ละรูปแบบ ดังนั้นผู้ศึกษาวิจัยจึงได้กำหนดให้พิจารณาสอดคล้องตามจำนวนอุปกรณ์หลักได้แก่ 1.หม้อแปลง (Transformer) 2.เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit Breaker) 3.สวิตช์ตัดตอน (Disconnected Switch) และ 4.บัสบาร์ (Bus bar) โดยแสดงราคาอุปกรณ์แต่ละตัวแสดงดังตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.2 แสดงราคาอุปกรณ์หลักที่ใช้เป็นต้นแบบในการประมาณราคา

Description	Unit	Cost/Unit	
115/22kV 30/40/50 MVA OLTC Transformer	Set	THB	16,925,000
Power Circuit Breaker	Set	THB	900,000
Disconnection Switch	Set	THB	350,000
Bus Bar	Set	THB	128,265

เมื่อนำข้อมูลมาวิเคราะห์กับจำนวนอุปกรณ์ของแต่ละรูปแบบ จึงสามารถสรุปมูลค่าการลงทุนแต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัสบาร์ได้แสดงดังตารางที่ 4.3

ตารางที่ 4.3 แสดงราคาอุปกรณ์หลักที่ใช้เป็นต้นแบบในการประมาณราคา

			Disconnected			
Arrangement	TR.	Circuit Breaker	Switch	Busbar	Total cost (C_i)	
Single bus	2	4	8	1	THB	107,510,000
Sectionalized single bus	2	5	10	1	THB	109,110,000
Main and transfer bus	2	5	10	2	THB	109,238,265
Breaker and a half	2	6	12	2	THB	110,838,265
Ring bus	2	4	8	-	THB	107,725,020
Double bus double breaker	2	8	16	2	THB	114,038,265
Double bus single breaker	2	5	18	2	THB	112,038,265

CHULALONGKORN UNIVERSITY

คำนวณหาเงินรายงวดที่ผู้กู้ชำระคืนให้กับผู้ให้กู้ตอนปลายงวด (PMT) ของทุก ๆ ตลอดอายุ 30 ปี จากสมการที่ 2.10

$$PMT = PV \times \frac{i}{1-(1+i)^{-n}} \quad (4.2)$$

เมื่อ PMT = ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและบำรุงรักษาต่อปี (Operation & Maintenance Cost)

PV = ค่าใช้จ่ายในการลงทุน (Investment Cost)

i = อัตราคิดลด

n = ปีที่พิจารณา (ถึงปีที่ 30 ตามอายุสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่กำหนด)

ดังนั้นสามารถคำนวณหาค่าใช้จ่ายในการลงทุนในจำนวนปีนั้น ๆ ของรูปแบบการจัดเรียงบัสบาร์แต่ละรูปแบบที่พิจารณาได้ดังตารางที่ 4.4 โดยใช้ฟังก์ชัน PMT ในโปรแกรม Excel

ตารางที่ 4.4 แสดงค่าใช้จ่ายในการลงทุนในแต่ละปี

Arrangement	0	1	2	3	4	5
Single bus		116,110,800.00	60,288,300.00	41,717,483.10	32,459,505.69	26,926,573.43
Sectionalized single bus		117,838,800.00	61,185,530.77	42,338,336.72	32,942,578.97	27,327,303.76
Main and transfer bus		117,977,326.20	61,257,457.83	42,388,107.84	32,981,304.85	27,359,428.55
Breaker and a half		119,705,326.20	62,154,688.60	43,008,961.46	33,464,378.13	27,760,158.88
Ring bus		116,343,021.60	60,408,876.60	41,800,918.06	32,524,424.70	26,980,426.58
Double bus double breaker		123,161,326.20	63,949,150.14	44,250,668.70	34,430,524.71	28,561,619.54
Double bus single breaker		121,001,326.20	62,827,611.68	43,474,601.68	33,826,683.10	28,060,706.63

6	7	8	9	10	11	12
23,256,067.17	20,649,703.88	18,708,326.91	17,210,169.53	16,022,160.33	15,059,607.54	14,266,041.27
23,602,171.79	20,957,019.72	18,986,750.53	17,466,297.07	16,260,607.51	15,283,729.69	14,478,353.30
23,629,917.48	20,981,655.89	19,009,070.53	17,486,829.69	16,279,722.78	15,301,696.58	14,495,373.42
23,976,022.10	21,288,971.73	19,287,494.15	17,742,957.23	16,518,169.96	15,525,818.73	14,707,685.45
23,302,579.31	20,691,003.29	18,745,743.57	17,244,589.87	16,054,204.65	15,089,726.76	14,294,573.35
24,668,231.34	21,903,603.41	19,844,341.38	18,255,212.30	16,995,064.32	15,974,063.03	15,132,309.50
24,235,600.57	21,519,458.61	19,496,311.86	17,935,052.88	16,697,005.35	15,693,910.34	14,866,919.47

13	14	15	16	17	18	19
13,602,359.28	13,040,624.65	12,560,344.38	12,146,143.51	11,786,260.18	11,471,542.33	11,194,761.23
13,804,794.16	13,234,699.61	12,747,271.65	12,326,906.50	11,961,667.27	11,642,265.68	11,361,365.43
13,821,022.48	13,250,257.75	12,762,256.79	12,341,397.48	11,975,728.89	11,655,951.83	11,374,721.36
14,023,457.37	13,444,332.72	12,949,184.06	12,522,160.48	12,151,135.98	11,826,675.18	11,541,325.57
13,629,564.00	13,066,705.90	12,585,465.06	12,170,435.79	11,809,832.70	11,494,485.42	11,217,150.75
14,428,327.15	13,832,482.65	13,323,038.61	12,883,686.47	12,501,950.16	12,168,121.89	11,874,533.98
14,175,283.54	13,589,888.94	13,089,379.52	12,657,732.72	12,282,691.30	11,954,717.70	11,666,278.72

20	21	22	23	24	25	26
10,950,130.97	10,732,965.23	10,539,427.67	10,366,347.41	10,211,080.65	10,071,405.54	9,945,441.19
11,113,094.50	10,892,696.83	10,696,278.98	10,520,622.88	10,363,045.39	10,221,291.58	10,093,452.59
11,126,158.58	10,905,501.82	10,708,853.06	10,532,990.47	10,375,227.74	10,233,307.29	10,105,318.02
11,289,122.11	11,065,233.42	10,865,704.37	10,687,265.94	10,527,192.48	10,383,193.34	10,253,329.42
10,972,031.23	10,754,431.16	10,560,506.52	10,387,080.10	10,231,502.81	10,091,548.35	9,965,332.07
11,615,049.18	11,384,696.62	11,179,406.99	10,995,816.88	10,831,121.95	10,682,965.43	10,549,352.23
11,411,344.76	11,185,032.12	10,983,342.85	10,802,972.54	10,641,166.03	10,495,607.87	10,364,337.97

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

27	28	29	30
9,831,584.82	9,728,462.26	9,634,888.70	9,549,837.36
9,977,901.78	9,873,244.51	9,778,278.36	9,691,961.26
9,989,631.37	9,884,851.07	9,789,773.28	9,703,354.71
10,135,948.32	10,029,633.31	9,933,162.94	9,845,478.60
9,851,247.99	9,747,919.18	9,654,158.48	9,568,937.04
10,428,582.23	10,319,197.81	10,219,942.25	10,129,726.39
10,245,686.04	10,138,220.00	10,040,705.18	9,952,071.52

4.2. การคำนวณหาค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและบำรุงรักษาแต่ละปี (Operation & Maintenance Cost Investment Cost)

การศึกษาวิจัยของไชยยศ มิตรเชื้อชาติ [6] กำหนดให้มูลค่าการบำรุงรักษามีค่าประมาณ 2-5 % ของมูลค่าการลงทุนทั้งหมด เนื่องจากโดยปกติมูลค่าการบำรุงรักษาจะเกี่ยวเนื่องกับค่าแรงมาตรฐานและเวลานั้น ๆ ที่เปลี่ยนแปลงไปตามสภาพเศรษฐกิจของประเทศ การพิจารณาจากร้อยละของมูลค่าการลงทุนทั้งหมดจึงมีความเหมาะสมมากกว่าสามารถคำนวณได้จากสมการดังนี้

$$C_{O\&m} = C_i \times \text{ร้อยละค่า } o\&m \text{ เทียบกับมูลค่าการลงทุน} \times (1 + \text{อัตราเงินเฟ้อ})^{n-1} \quad (4.3)$$

เมื่อ $C_{O\&m}$ = ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและบำรุงรักษาต่อปี (Operation & Maintenance Cost)

C_i = ค่าใช้จ่ายในการลงทุน (Investment Cost)

n = ปีที่พิจารณา (ถึงปีที่ 30 ตามอายุสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่กำหนด)

กำหนดให้

มูลค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและบำรุงรักษาต่อปี ให้มีค่าเป็น ร้อยละ 3

อัตราเงินเฟ้อ อ้างอิงจากรายงานนโยบายการเงินธนาคารแห่งประเทศไทยประมาณการอัตราเงินเฟ้อทั่วไปปี 2562 [7] ให้มีค่าเป็น ร้อยละ 1.2

ดังนั้นสามารถคำนวณหาค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและบำรุงรักษาในปีนั้น ๆ ของรูปแบบการจัดเรียงบัสบาร์แต่ละรูปแบบได้ดังตารางที่ 4.5

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 4.5 แสดงค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษาในแต่ละปี

Arrangement	0	1	2	3	4	5
Single bus		3,225,300.00	3,264,003.60	3,303,171.64	3,342,809.70	3,382,923.42
Sectionalized single bus		3,273,300.00	3,312,579.60	3,352,330.56	3,392,558.52	3,433,269.22
Main and transfer bus		3,277,147.95	3,316,473.73	3,356,271.41	3,396,546.67	3,437,305.23
Breaker and a half		3,325,147.95	3,365,049.73	3,405,430.32	3,446,295.49	3,487,651.03
Ring bus		3,231,750.60	3,270,531.61	3,309,777.99	3,349,495.32	3,389,689.27
Double bus double breaker		3,421,147.95	3,462,201.73	3,503,748.15	3,545,793.12	3,588,342.64
Double bus single breaker		3,361,147.95	3,401,481.73	3,442,299.51	3,483,607.10	3,525,410.39

6	7	8	9	10	11	12
3,423,518.50	3,464,600.72	3,506,175.93	3,548,250.04	3,590,829.04	3,633,918.99	3,677,526.02
3,474,468.45	3,516,162.08	3,558,356.02	3,601,056.29	3,644,268.97	3,688,000.20	3,732,256.20
3,478,552.89	3,520,295.52	3,562,539.07	3,605,289.54	3,648,553.01	3,692,335.65	3,736,643.68
3,529,502.84	3,571,856.88	3,614,719.16	3,658,095.79	3,701,992.94	3,746,416.86	3,791,373.86
3,430,365.54	3,471,529.92	3,513,188.28	3,555,346.54	3,598,010.70	3,641,186.83	3,684,881.07
3,631,402.75	3,674,979.59	3,719,079.34	3,763,708.29	3,808,872.79	3,854,579.27	3,900,834.22
3,567,715.31	3,610,527.89	3,653,854.23	3,697,700.48	3,742,072.88	3,786,977.76	3,832,421.49

13	14	15	16	17	18	19
3,721,656.33	3,766,316.21	3,811,512.00	3,857,250.15	3,903,537.15	3,950,379.59	3,997,784.15
3,777,043.27	3,822,367.79	3,868,236.21	3,914,655.04	3,961,630.90	4,009,170.47	4,057,280.52
3,781,483.40	3,826,861.20	3,872,783.54	3,919,256.94	3,966,288.02	4,013,883.48	4,062,050.08
3,836,870.34	3,882,912.79	3,929,507.74	3,976,661.83	4,024,381.78	4,072,674.36	4,121,546.45
3,729,099.64	3,773,848.84	3,819,135.03	3,864,964.65	3,911,344.22	3,958,280.35	4,005,779.72
3,947,644.23	3,995,015.96	4,042,956.15	4,091,471.62	4,140,569.28	4,190,256.11	4,240,539.19
3,878,410.55	3,924,951.48	3,972,050.89	4,019,715.51	4,067,952.09	4,116,767.52	4,166,168.73

20	21	22	23	24	25	26
4,045,757.56	4,094,306.65	4,143,438.33	4,193,159.59	4,243,477.50	4,294,399.23	4,345,932.02
4,105,967.88	4,155,239.50	4,205,102.37	4,255,563.60	4,306,630.36	4,358,309.93	4,410,609.65
4,110,794.68	4,160,124.22	4,210,045.71	4,260,566.26	4,311,693.05	4,363,433.37	4,415,794.57
4,171,005.01	4,221,057.07	4,271,709.75	4,322,970.27	4,374,845.91	4,427,344.06	4,480,472.19
4,053,849.07	4,102,495.26	4,151,725.21	4,201,545.91	4,251,964.46	4,302,988.03	4,354,623.89
4,291,425.66	4,342,922.77	4,395,037.84	4,447,778.29	4,501,151.63	4,555,165.45	4,609,827.44
4,216,162.75	4,266,756.70	4,317,957.79	4,369,773.28	4,422,210.56	4,475,277.08	4,528,980.41

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

27	28	29	30
4,398,083.21	4,450,860.21	4,504,270.53	4,558,321.78
4,463,536.96	4,517,099.41	4,571,304.60	4,626,160.25
4,468,784.10	4,522,409.51	4,576,678.43	4,631,598.57
4,534,237.86	4,588,648.71	4,643,712.50	4,699,437.05
4,406,879.38	4,459,761.93	4,513,279.07	4,567,438.42
4,665,145.37	4,721,127.11	4,777,780.64	4,835,114.01
4,583,328.17	4,638,328.11	4,693,988.05	4,750,315.91

4.3. การคำนวณหาค่าใช้จ่ายมูลค่าความเสียหายอันเกิดจากไฟฟ้าดับ (Power Interruption Cost)

ในการคำนึงถึงค่าใช้จ่ายมูลค่าความเสียหายอันเกิดจากไฟฟ้าดับ (Power Interruption Cost) นั้นจะสมมติให้เกิดความล้มเหลวเพียง 1 unit เท่านั้น เนื่องมาจากโดยปกติแล้วการเกิดความล้มเหลวทางไฟฟ้านั้นเป็นไปได้น้อยมากที่ระบบจะมีปัญหา 2 units ณ ขณะเวลาเดียวกัน ซึ่งสามารถคำนวณได้จากสมการดังนี้

$$C_{Interruption} = \text{LOLP} \times MVA_{Expect} \times 1{,}000 \times \text{Power factor} \times Cost_{\text{กฟภ.}} \quad (4.4)$$

เมื่อ $C_{Interruption}$ = ค่าใช้จ่ายมูลค่าความเสียหายอันเกิดจากไฟฟ้าดับ (Power Interruption Cost)

LOLP = ความน่าจะเป็นที่ระบบจะเกิดความล้มเหลว (Loss of load probability)

$\mathrm{MVA_{Expect}}$ = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่หายขณะระบบเกิดความล้มเหลว (MVA) อ้างอิงตามขนาดของหม้อแปลง 50 x 2 MVA โดยปกติแล้วการจ่ายไฟฟ้าของหม้อแปลงจะอยู่ที่ 80% ของพิกัด เท่ากับ 40 x 2 MVA สมมติว่าระบบเกิดความล้มเหลว 1 unit หม้อแปลงอีกตัวจะยังสามารถจ่ายไฟฟ้าได้ที่ 50 MVA ดังนั้นปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่หายไปจะเท่ากับ 30 MVA

Power factor = ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า อ้างอิงตามการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 0.85 หรือเกินกว่าร้อยละ 61.97 ของค่าความต้องการไฟฟ้า ภาคผนวก ก

$\mathrm{Cost_{\text{กฟภ.}}}$ = ราคาค่าไฟฟ้า กฟภ. (บาท/kWh) อ้างอิงตามอัตราค่าไฟฟ้า TOU ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) 2560 พิกัด 22 kV ขึ้นไปเฉลี่ยประมาณ 3.00 บาท/kWh) ภาคผนวก ก

ดังนั้นสามารถคำนวณหาค่าใช้จ่ายมูลค่าความเสียหายอันเกิดจากไฟฟ้าดับปีนั้น ๆ ของรูปแบบการจัดเรียงบัสบาร์แต่ละรูปแบบได้ดังตารางที่ 4.6 แลกให้มีค่าเท่ากันทุกปีเนื่องจากจะแปรผันตามค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 4.6 แสดงค่าใช้จ่ายมูลค่าความเสียหายอันเกิดจากไฟฟ้าดับ

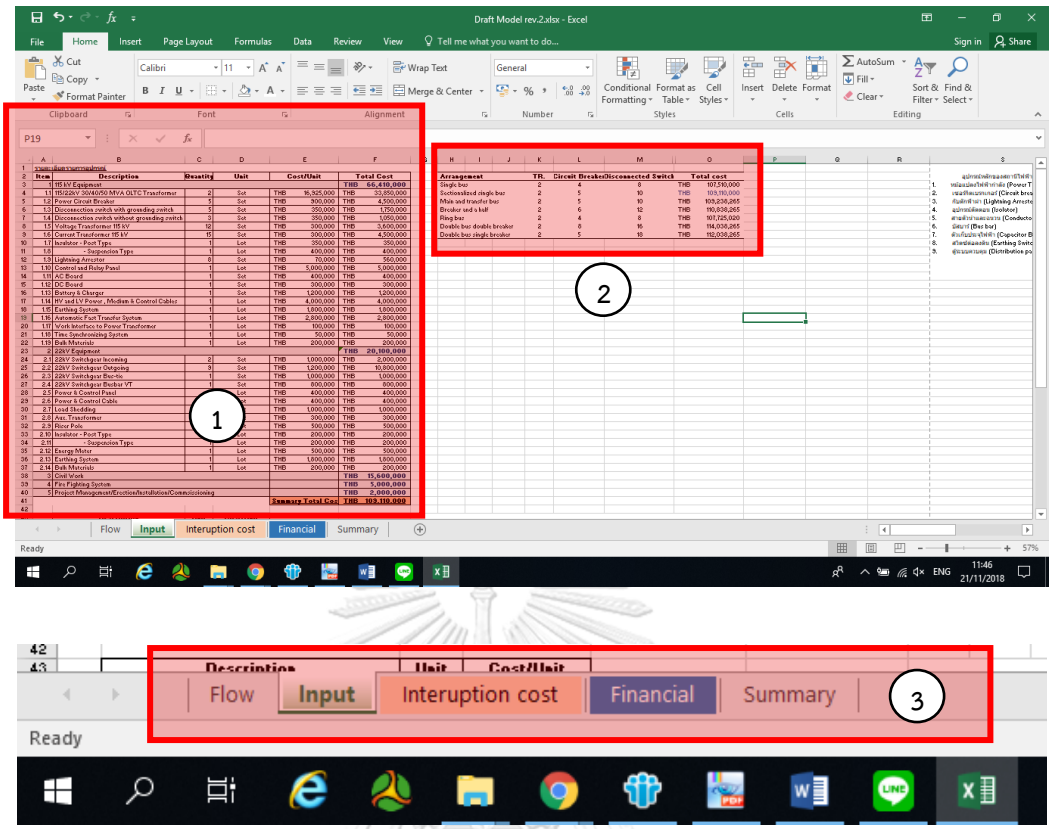
Arrangement	Interruption Cost (THB)
Single bus	6,743,230.20
Sectionalized single bus	6,734,379.15
Main and transfer bus	4,286,601.00
Breaker and a half	3,062,210.85
Ring bus	4,286,310.30
Double bus double breaker	3,063,404.25
Double bus single breaker	5,510,799.90

4.4. รูปแบบจำลองจากโปรแกรม Excel

หลังจากกล่าวถึงวิธีการคำนวณตัวแปรมูลค่าแต่ละตัวแล้วจึงนำมา ลงในออกแบบรูปแบบจำลองในโปรแกรม Excel แสดงดังภาพที่ 4.1 โดยประกอบไปด้วย 4 ส่วนหลัก ดังหมายเลข 3 ได้แก่

- Input Data — ส่วนนี้ใช้ป้อนข้อมูลกำหนดจำนวนและราคาอุปกรณ์ที่อยู่ในสถานีไฟฟ้าแต่ละรูปแบบการจัดเรียงไฟฟ้าโดยใช้ข้อมูลและมูลค่าใช้จ่ายทั้งหมดของการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าต้นแบบ
- Interruption cost — ส่วนนี้ใช้สำหรับคำนวณหามูลค่าอันเกิดจากไฟฟ้าดับของสถานีไฟฟ้าแต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัสบาร์
- Financial — ส่วนนี้แสดงการวิเคราะห์มูลค่าทั้งหมดได้แก่ มูลค่าการลงทุน มูลค่าการบำรุงรักษา และมูลค่าความเสียหายอันเกิดจากไฟฟ้าดับ เพื่อนำมาคำนวณหามูลค่าโดยรวมในแต่ละปีต่ำที่สุด เพื่อหาอายุเชิงเศรษฐกิจ
- Summary — ส่วนนี้จะเป็นการสรุปมูลค่าที่ได้คำนวณมาทั้งหมดใน 3 ส่วนและประเมินเปรียบเทียบอายุเชิงเศรษฐกิจของแต่ละรูปแบบการจัดเรียงสถานีไฟฟ้า

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



ภาพที่ 4.1 แสดงหน้าจอของรูปแบบสำหรับการจำลองโดยโปรแกรม Excel

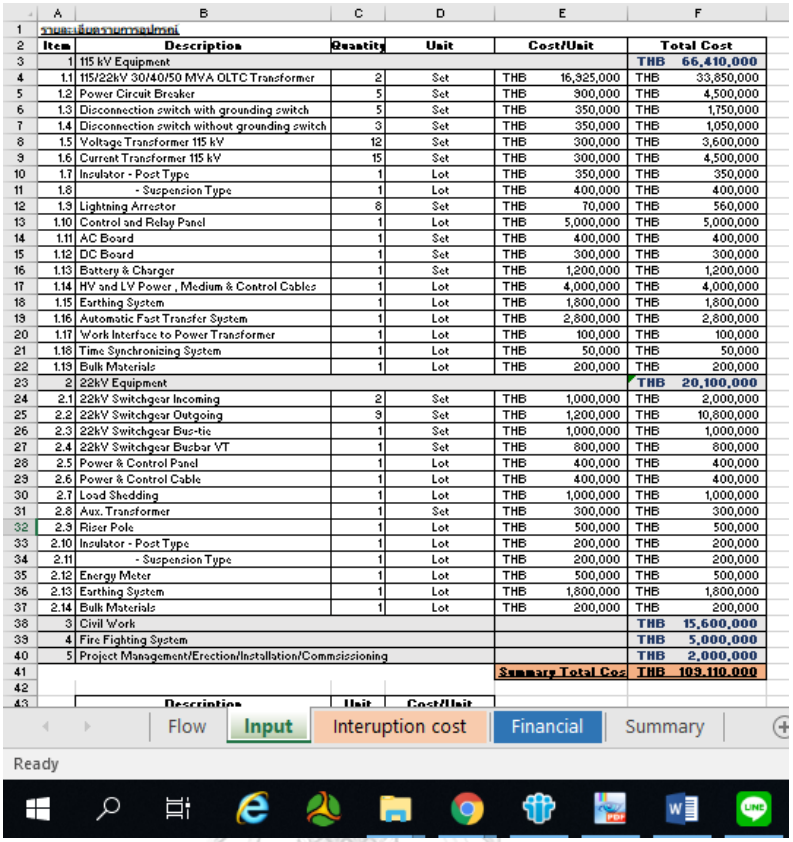
4.4.1. Input Data

ในส่วนนี้จะประกอบไปด้วย 2 ส่วน แสดงดังภาพที่ 22 ได้แก่

- Detail CAPEX — ประกอบด้วยรายละเอียดของอุปกรณ์ ได้แก่ จำนวนของอุปกรณ์ และมูลค่าของอุปกรณ์ เป็นต้น และมูลค่าอื่น ๆ ในการก่อสร้างสถานีซึ่งทั้งหมดคือ ต้นทุนการลงทุนที่จะนำไปใช้ออกแบบอ้างอิงการคำนวณตามหัวข้อ 4.1 แสดงหน้าจอดังภาพที่ 4.2 (หรือ ภาพที่ 4.1 ลำดับที่ 1)
- Estimate cost — ส่วนนี้ใช้สำหรับคำนวณหามูลค่าอันเกิดจากไฟฟ้าดับของสถานีไฟฟ้าแต่ละรูปแบบการจัดเรียงบัสบาร์ แสดงดังภาพที่ 4.3 (ภาพที่ 4.1 ลำดับที่ 2)

โดยมีรายละเอียดการคำนวณตามหัวข้อที่ 4.1 เรื่อง การคำนวณหาค่าใช้จ่ายในการลงทุน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



Item	Description	Quantity	Unit	Cost/Unit	Total Cost
1	115 kV Equipment				THB 66,410,000
1.1	115/22kV 30/40/50 MVA OLTC Transformer	2	Set	THB 16,925,000	THB 33,850,000
1.2	Power Circuit Breaker	5	Set	THB 900,000	THB 4,500,000
1.3	Disconnection switch with grounding switch	5	Set	THB 350,000	THB 1,750,000
1.4	Disconnection switch without grounding switch	3	Set	THB 350,000	THB 1,050,000
1.5	Voltage Transformer 115 kV	12	Set	THB 300,000	THB 3,600,000
1.6	Current Transformer 115 kV	15	Set	THB 300,000	THB 4,500,000
1.7	Insulator - Post Type	1	Lot	THB 350,000	THB 350,000
1.8	- Suspension Type	1	Lot	THB 400,000	THB 400,000
1.9	Lightning Arrestor	8	Set	THB 70,000	THB 560,000
1.10	Control and Relay Panel	1	Lot	THB 5,000,000	THB 5,000,000
1.11	AC Board	1	Set	THB 400,000	THB 400,000
1.12	DC Board	1	Set	THB 300,000	THB 300,000
1.13	Battery & Charger	1	Set	THB 1,200,000	THB 1,200,000
1.14	HV and LV Power , Medium & Control Cables	1	Lot	THB 4,000,000	THB 4,000,000
1.15	Earthing System	1	Lot	THB 1,800,000	THB 1,800,000
1.16	Automatic Fast Transfer System	1	Lot	THB 2,800,000	THB 2,800,000
1.17	Work Interface to Power Transformer	1	Lot	THB 100,000	THB 100,000
1.18	Time Synchronizing System	1	Lot	THB 50,000	THB 50,000
1.19	Bulk Materials	1	Lot	THB 200,000	THB 200,000
2	22kV Equipment				THB 20,100,000
2.1	22kV Switchgear Incoming	2	Set	THB 1,000,000	THB 2,000,000
2.2	22kV Switchgear Outgoing	9	Set	THB 1,200,000	THB 10,800,000
2.3	22kV Switchgear Bus-tie	1	Set	THB 1,000,000	THB 1,000,000
2.4	22kV Switchgear Busbar VT	1	Set	THB 800,000	THB 800,000
2.5	Power & Control Panel	1	Lot	THB 400,000	THB 400,000
2.6	Power & Control Cable	1	Lot	THB 400,000	THB 400,000
2.7	Load Shedding	1	Lot	THB 1,000,000	THB 1,000,000
2.8	Aux. Transformer	1	Set	THB 300,000	THB 300,000
2.9	Riser Pole	1	Lot	THB 500,000	THB 500,000
2.10	Insulator - Post Type	1	Lot	THB 200,000	THB 200,000
2.11	- Suspension Type	1	Lot	THB 200,000	THB 200,000
2.12	Energy Meter	1	Lot	THB 500,000	THB 500,000
2.13	Earthing System	1	Lot	THB 1,800,000	THB 1,800,000
2.14	Bulk Materials	1	Lot	THB 200,000	THB 200,000
3	Civil Work				THB 15,600,000
4	Fire Fighting System				THB 5,000,000
5	Project Management/Erection/Installation/Commissioning				THB 2,000,000
				Summary Total Cos	THB 103,110,000

ภาพที่ 4.2 รายละเอียดการคำนวณ CAPEX Cost ต้นแบบ

Arrangement	TR.	Circuit Breaker	Disconnected Switch	Total cost
Single bus	2	4	8	THB 107,510,000
Sectionalized single bus	2	5	10	THB 103,110,000
Main and transfer bus	2	5	10	THB 103,238,265
Breaker and a half	2	6	12	THB 110,838,265
Ring bus	2	4	8	THB 107,725,020
Double bus double breaker	2	8	16	THB 114,038,265
Double bus single breaker	2	5	18	THB 112,038,265

ภาพที่ 4.3 รายละเอียดการคำนวณ CAPEX Estimate Cost

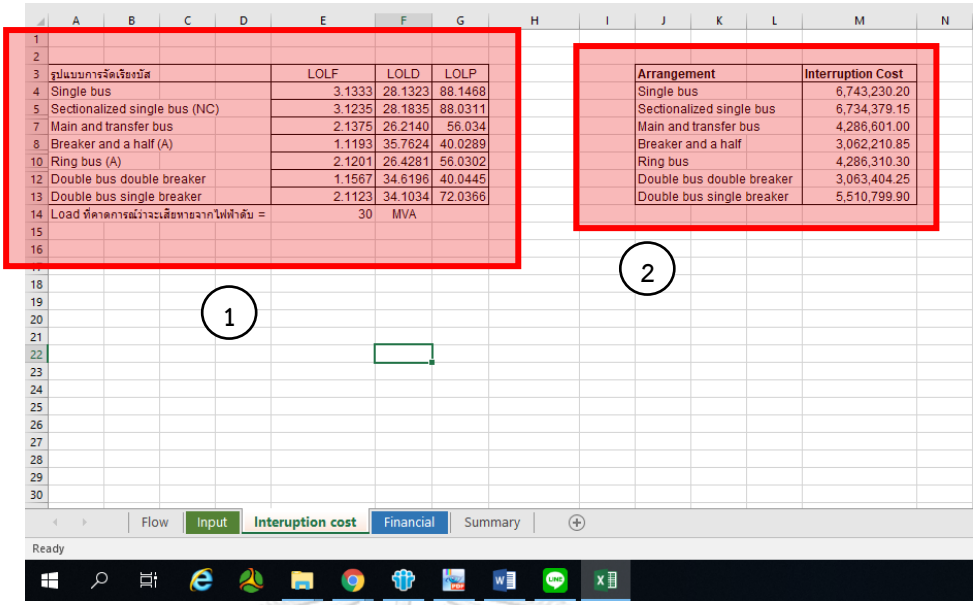
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

4.4.2. Interruption Cost

ในส่วนนี้จะประกอบไปด้วย 2 ส่วน แสดงดังภาพที่ 4.4 ได้แก่

- ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ — ค่าความน่าเชื่อถือได้ที่นำมาใช้คำนวณมูลค่าความเสียหายอันเกิดจากไฟฟ้าดับ แสดงในลำดับที่ 1
- Interruption cost — มูลค่าความเสียหายที่คำนวณได้จากดัชนีค่าความหน้าเชื่อถือตามวิธีการคำนวณข้อ 4.3 แสดงในลำดับที่ 2

โดยมีการรายละเอียดคำนวณตามหัวข้อที่ 4.2 เรื่อง การคำนวณหาค่าอันเกิดไฟฟ้าดับ



ภาพที่ 4.4 รายละเอียดการคำนวณ Interruption Cost

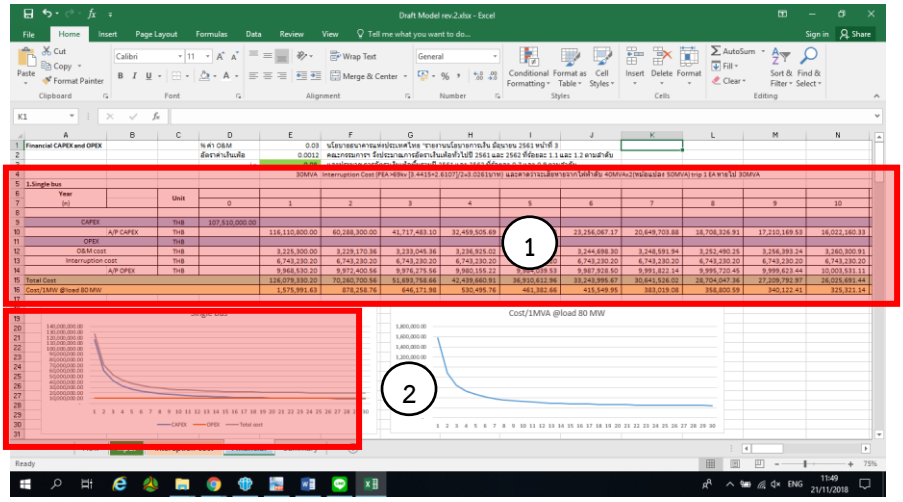
4.4.3. Financial Cost

ในส่วนนี้จะประกอบไปด้วย 2 ส่วน แสดงดังภาพที่ 4.5 ได้แก่

- Calculation table — ส่วนที่ตารางแสดงรายการคำนวณ CAPEX OPEX และ Interruption Cost ลำดับที่ 1
- Graph — ส่วนที่แสดงกราฟของมูลค่าทั้ง 3 ที่นำมาพิจารณาหา Economic Life Cycle Cost ลำดับที่ 2

กราฟผลลัพธ์ที่ได้จะแป็นไปตามทฤษฎี Life Cycle Cost ในบทที่ 2

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

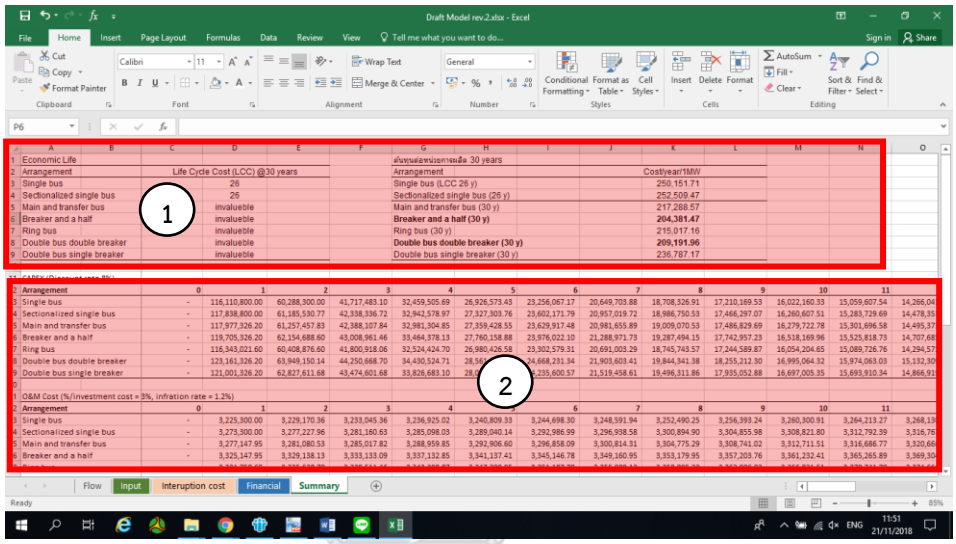


ภาพที่ 4.5 รายละเอียการคำนวณประกับค่า Financial Cost

4.4.4. Summary

ในส่วนนี้จะประกอบไปด้วย 2 ส่วน แสดงดังภาพที่ 4.6 ได้แก่

- Economic Life ประเมินอายุเชิงเศรษฐกิจผลจากผลการวิเคราะห์ แสดงในลำดับที่ 1
- Details Variable ตารางสรุปมูลค่าตัวทั้งหมดของแต่ละรูปแบบการจัดวางบัสบาร์ในแต่ละปีที่พิจารณา



ภาพที่ 4.6 Summary

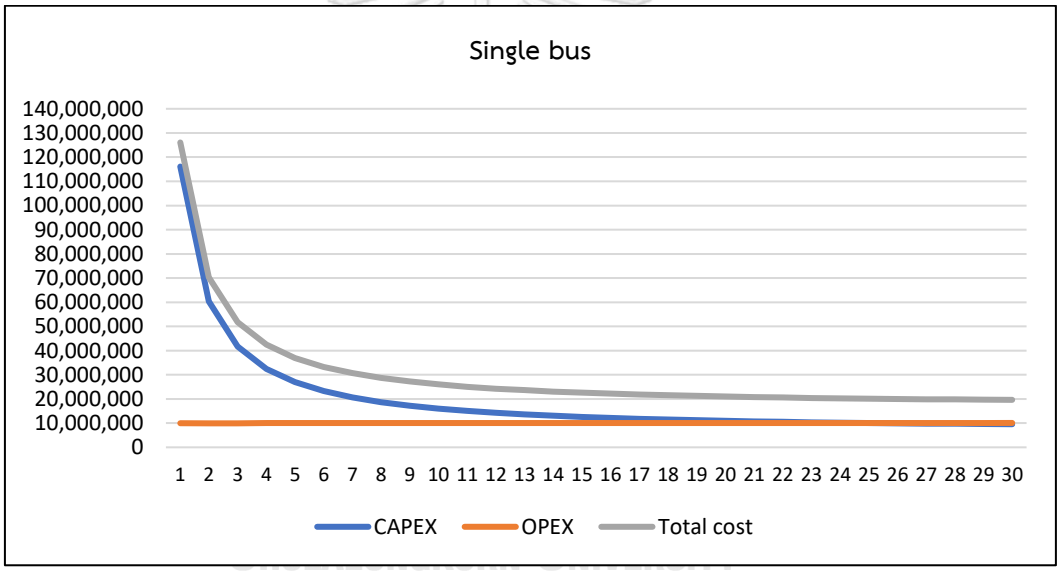
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

บทที่ 5
การประเมินผลกานรวิเคราะห์และทดสอบหาอายุเชิงเศรษฐกิจของสถานีไฟฟ้าแรงสูง

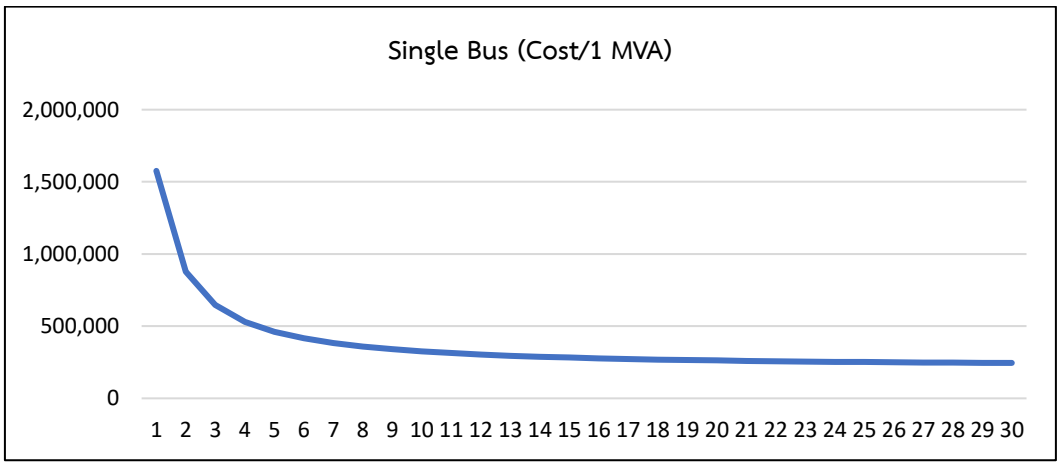
จากที่ได้วิเคราะห์คำนวณหาค่าใช้จ่ายในการลงทุน ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและบำรุงรักษา และค่าใช้จ่ายมูลค่าความเสียหายอันเกิดจากไฟฟ้าดับในบทที่ผ่านมา ได้ผลลัพธ์เป็นค่าใช้จ่ายของรูปแบบการจัดเรียงบัสบาร์ทั้ง 7 รูปแบบ ในส่วนของบทนี้จะนำค่าดังกล่าวมาประเมินและทดสอบหาอายุเชิงเศรษฐกิจของสถานีไฟฟ้าโดยใช้หลักทฤษฎีต้นทุนตลอดอายุและใช้โปรแกรม Excel สำหรับการวิเคราะห์อ้างอิงตาม หัวข้อที่ 2.3 โดยมีรายละเอียดการคำนวณโดยใช้โปรแกรม Excel ในบทที่ 4 หลังจากประเมินวิเคราะห์แล้วได้ผลลัพธ์ดังแสดงผลการศึกษากราฟ Life Cycle Cost และต้นทุนต่อหน่วยการผลิตแต่ละรูปแบบดังนี้

5.1. เมื่อพิจารณาที่ค่า O&M เป็น 3% ของต้นทุนการลงทุน

5.1.1. Single bus

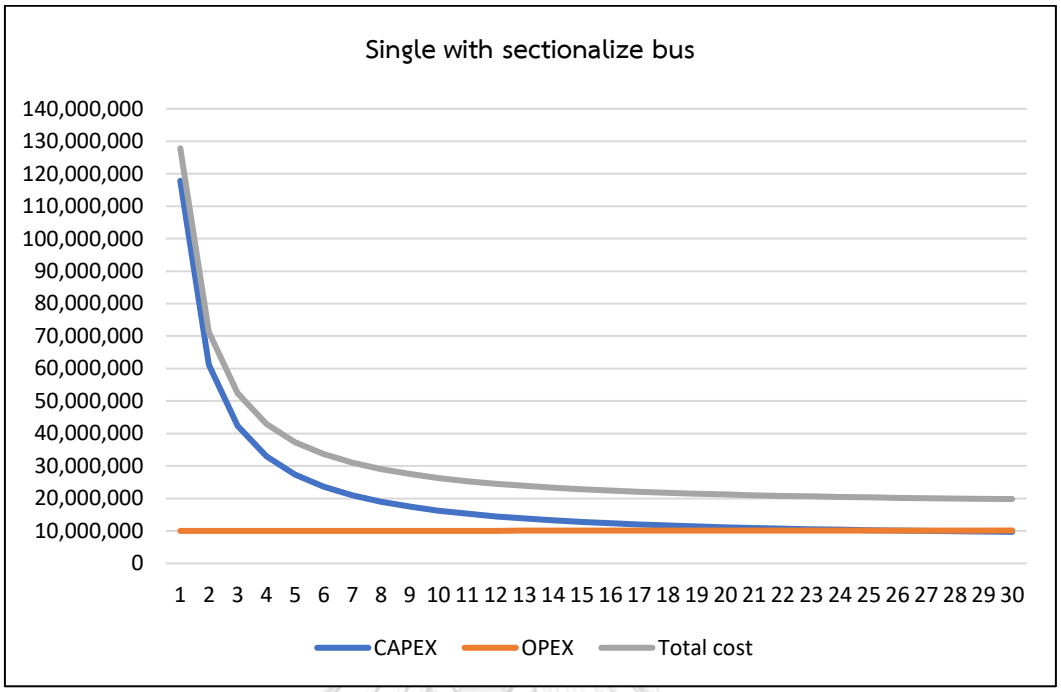


ภาพที่ 5.1 กราฟแสดง Life Cycle Cost ของรูปแบบ Single bus (3%)

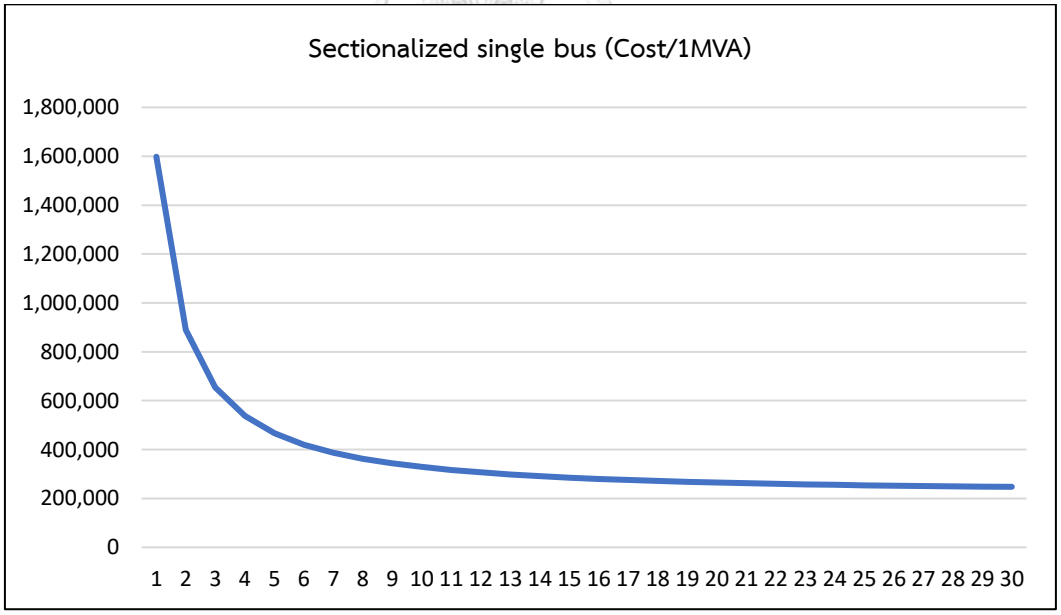


ภาพที่ 5.2 กราฟแสดงต้นทุนต่อหน่วยการผลิต ของรูปแบบ Single bus (3%)

5.1.2. Sectionalized single bus

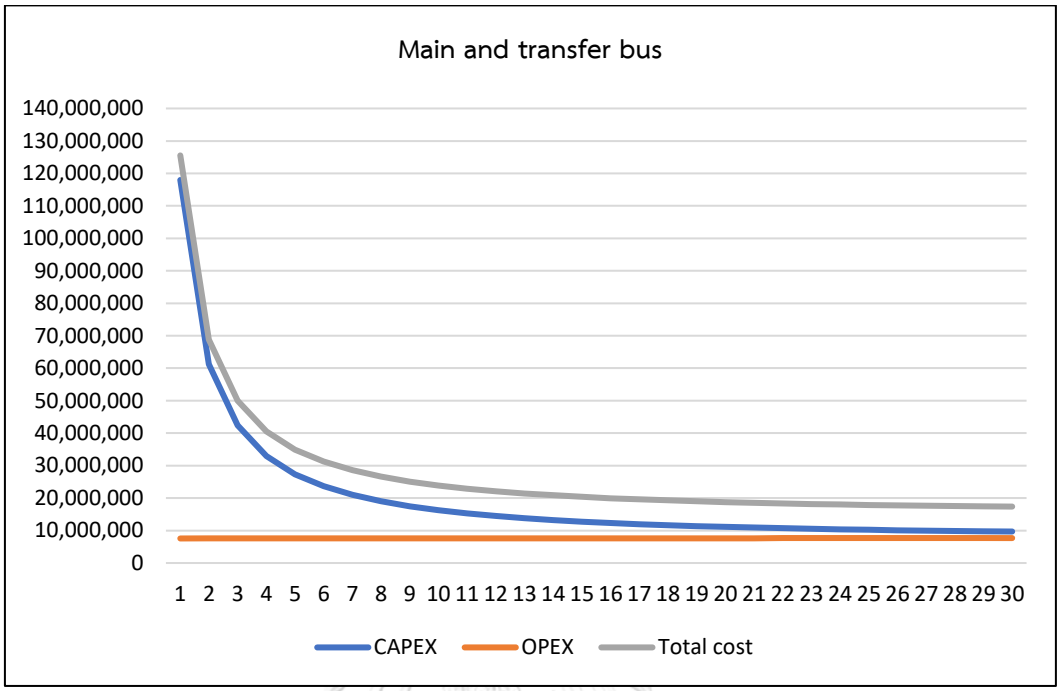


ภาพที่ 5.3 กราฟแสดง Life Cycle Cost ของรูปแบบ Sectionalized single bus (3%)

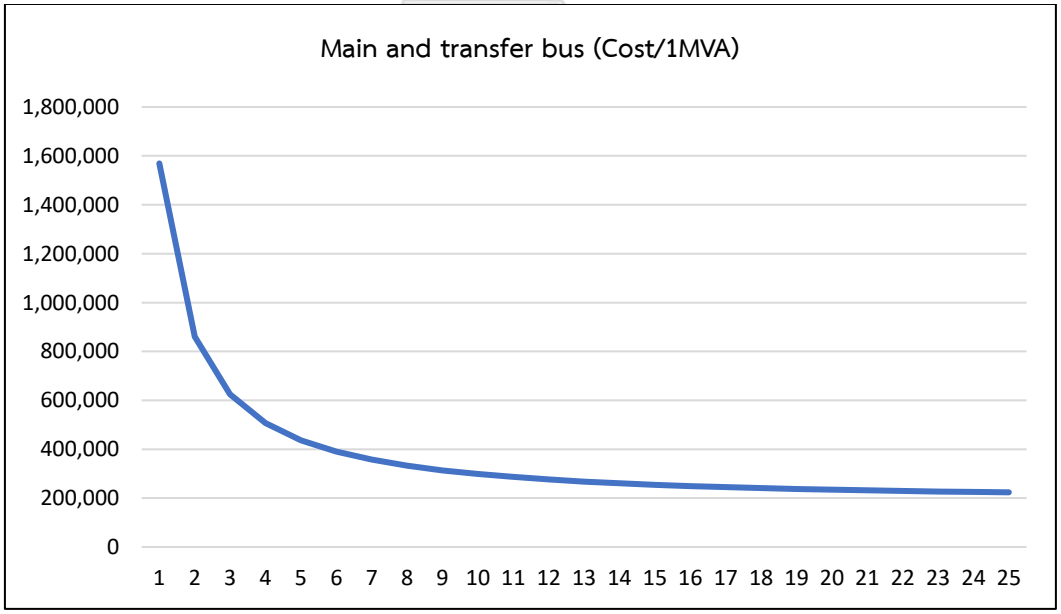


ภาพที่ 5.4 กราฟแสดงต้นทุนต่อหน่วยการผลิต ของรูปแบบ Sectionalized single bus (3%)

5.1.3. Main and transfer bus

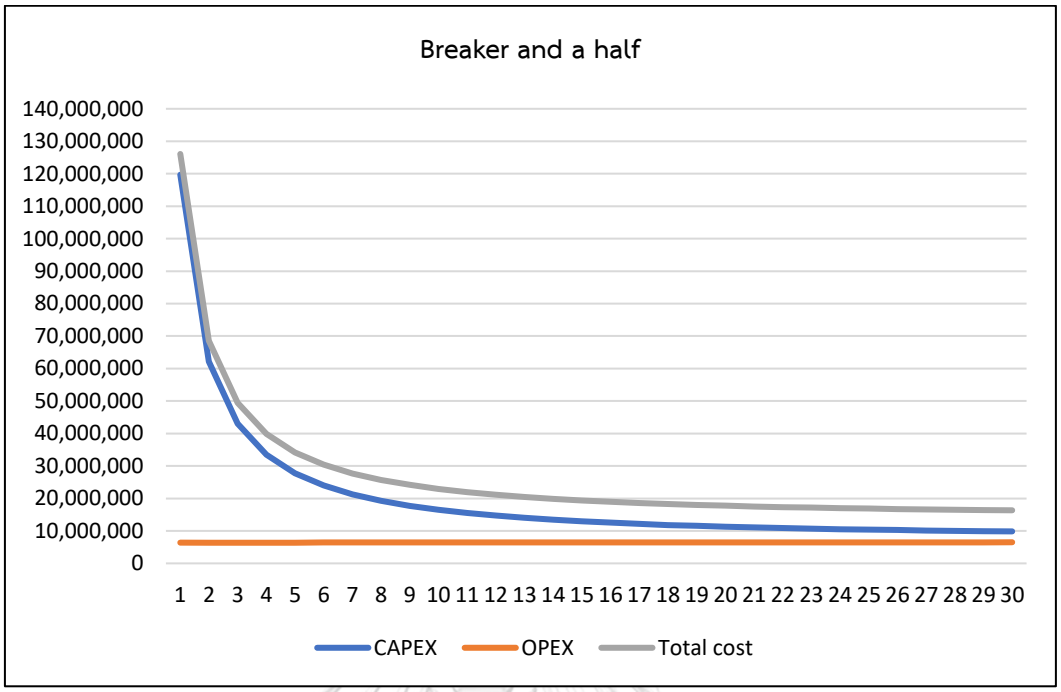


ภาพที่ 5.5 กราฟแสดง Life Cycle Cost ของรูปแบบ Main and transfer bus (3%)

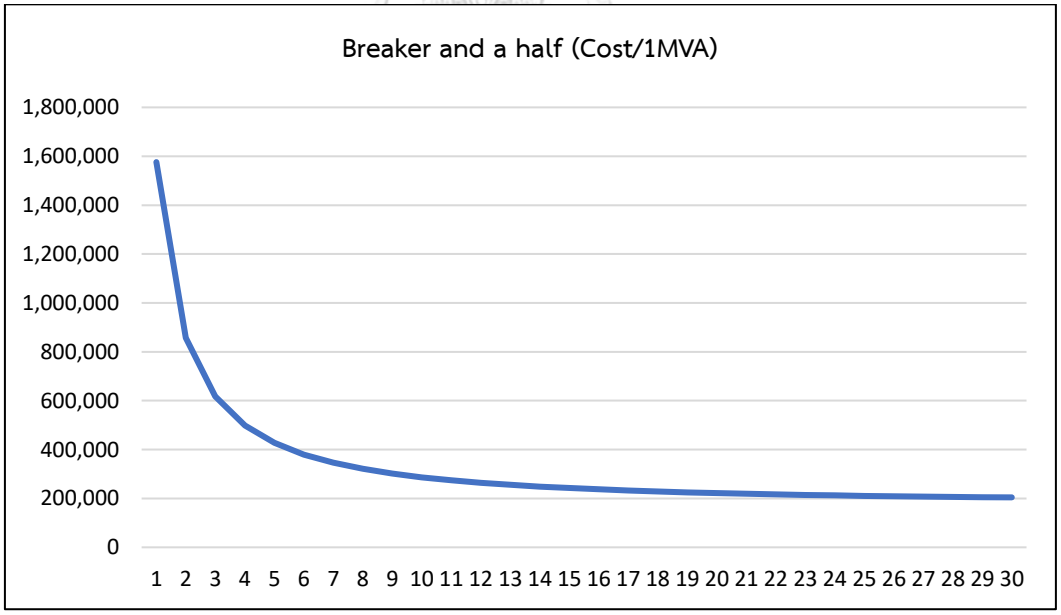


ภาพที่ 5.6 กราฟแสดงต้นทุนต่อหน่วยการผลิต ของรูปแบบ Main and transfer bus (3%)

5.1.4. Breaker and a half

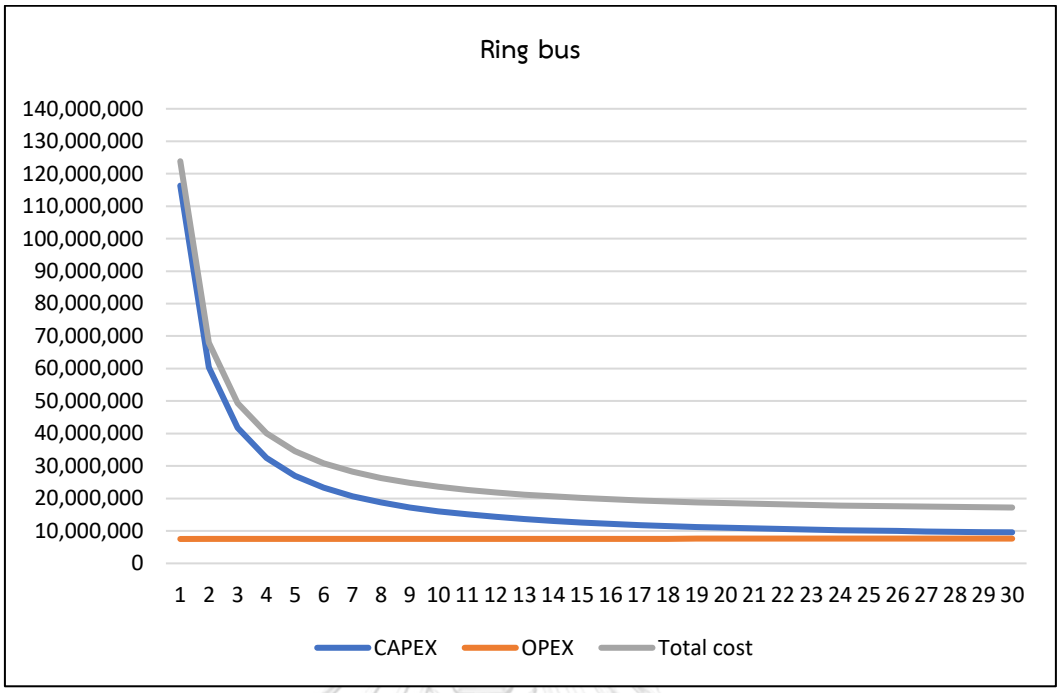


ภาพที่ 5.7 กราฟแสดง Life Cycle Cost ของรูปแบบ Breaker and a half (3%)

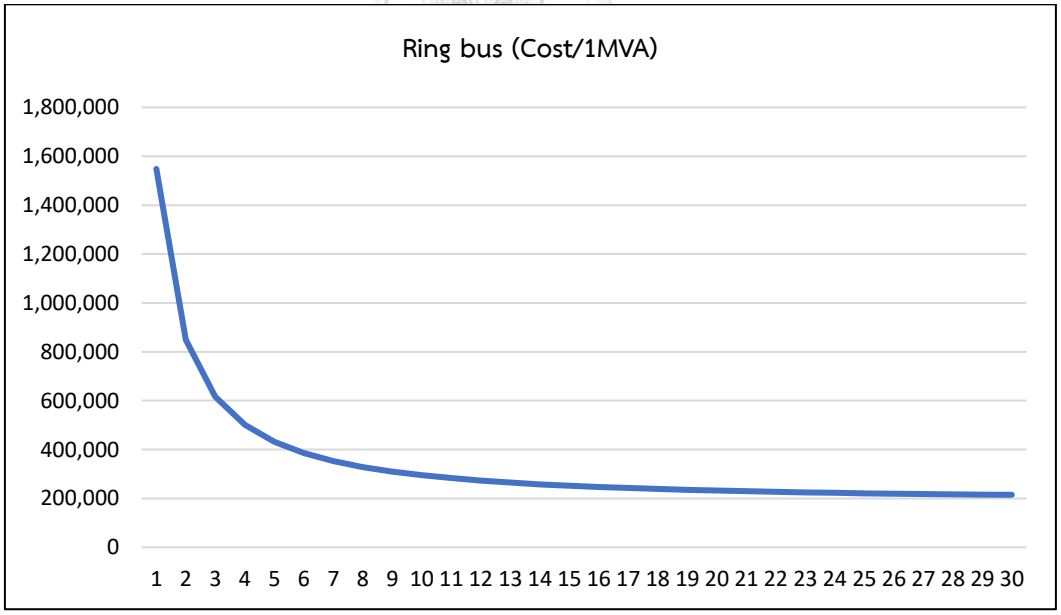


ภาพที่ 5.8 กราฟแสดงต้นทุนต่อหน่วยการผลิต ของรูปแบบ Breaker and a half (3%)

5.1.5. Ring bus

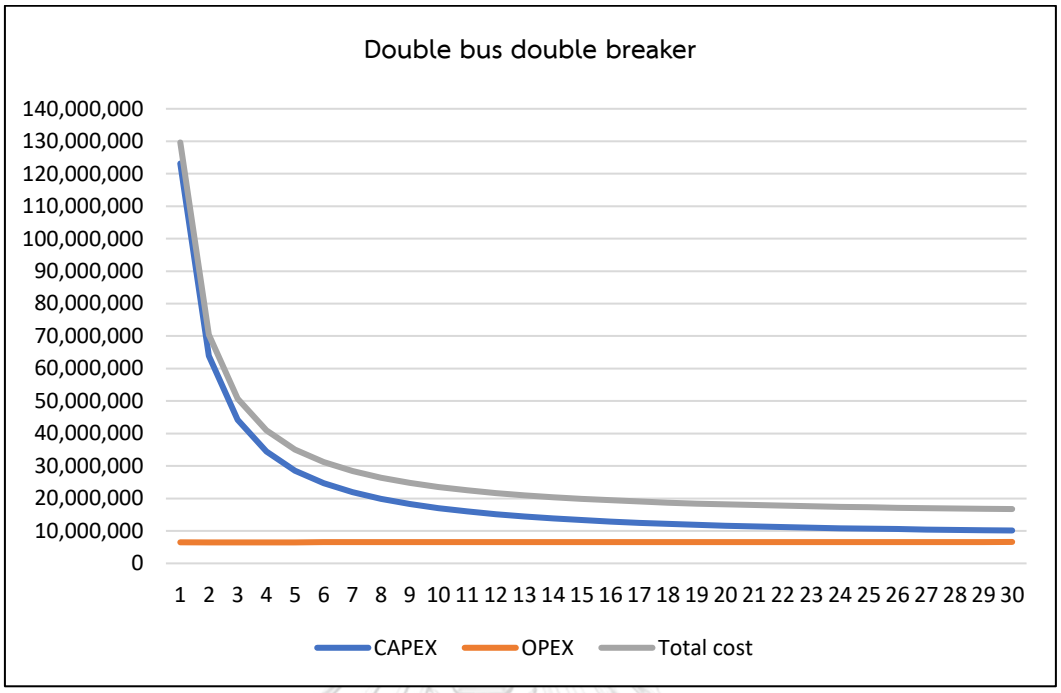


ภาพที่ 5.9 กราฟแสดงต้นทุนต่อหน่วยการผลิต ของรูปแบบ Breaker and a half (3%)

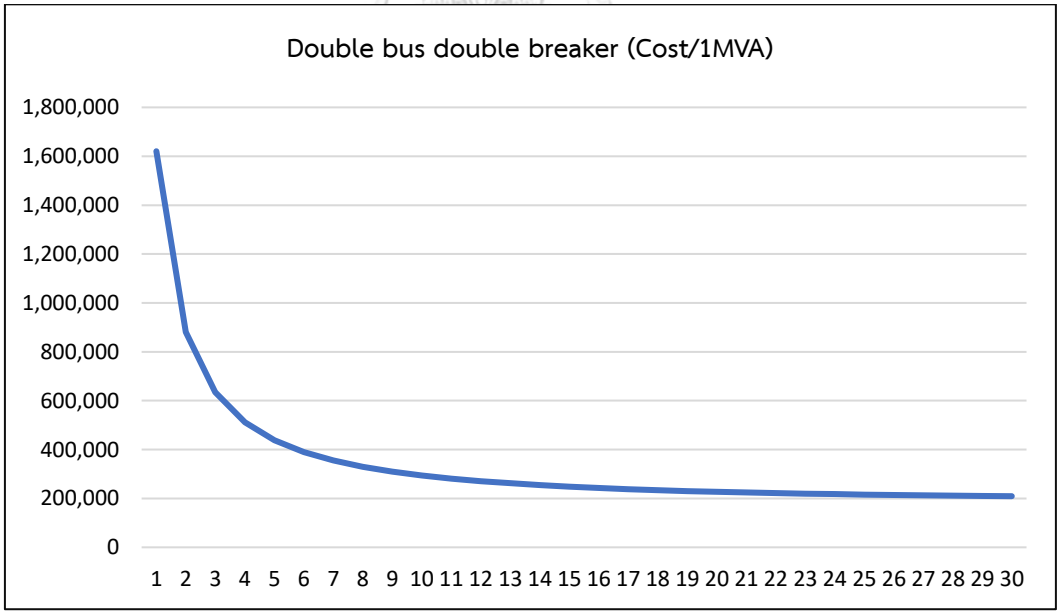


ภาพที่ 5.10 กราฟแสดงต้นทุนต่อหน่วยการผลิต ของรูปแบบ Breaker and a half (3%)

5.1.6. Double bus double breaker

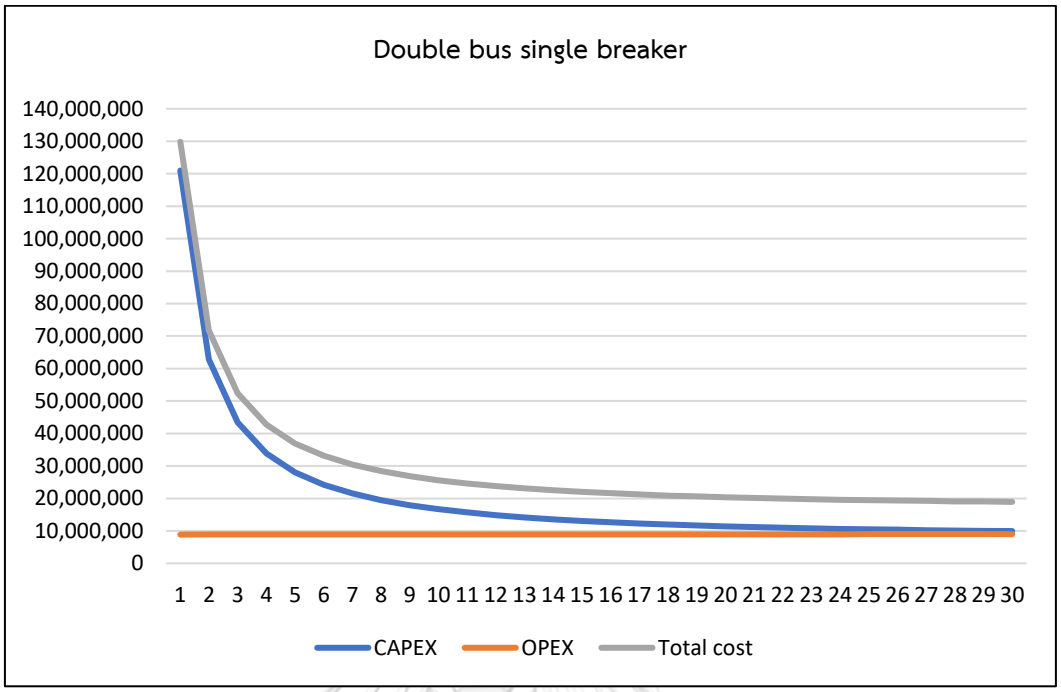


ภาพที่ 5.11 กราฟแสดง Life Cycle Cost ของรูปแบบ Double bus double breaker (3%)

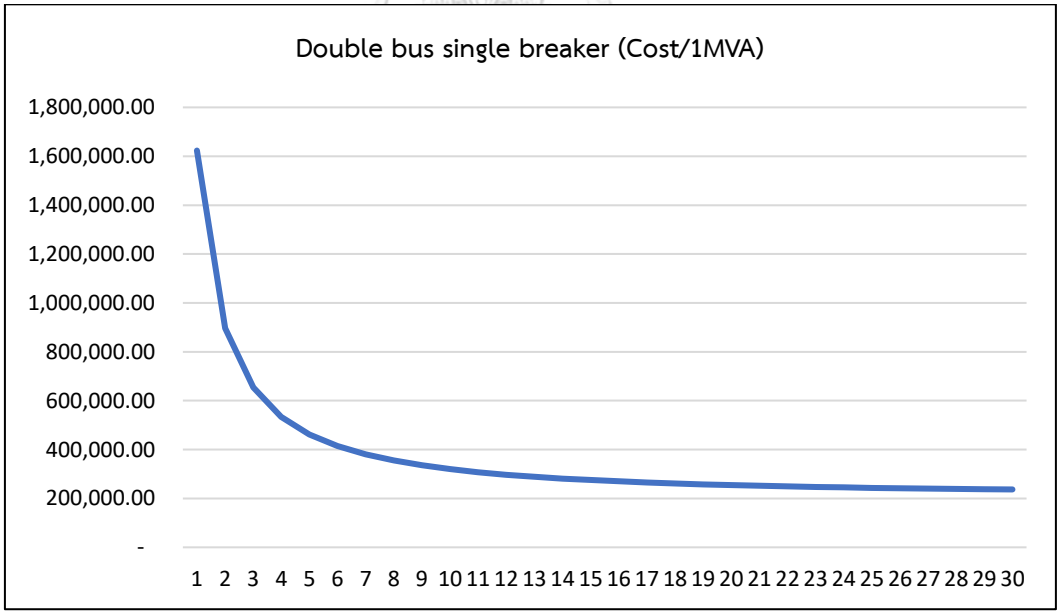


ภาพที่ 5.12 กราฟแสดงต้นทุนต่อหน่วยการผลิต ของรูปแบบ Double bus double breaker (3%)

5.1.7. Double bus single breaker



ภาพที่ 5.13 กราฟแสดง Life Cycle Cost ของรูปแบบ Double bus double breaker



ภาพที่ 5.14 กราฟแสดงต้นทุนต่อหน่วยการผลิต ของรูปแบบ Double bus single breaker

ตารางที่ 5.1 อายุเชิงเศรษฐกิจของรูปแบบการจัดเรียงบัสบาร์แต่ละแบบ (3%)

Arrangement	Life Cycle Cost (LCC) (Year)
Single bus	34
Sectionalized single bus	34
Main and transfer bus	34
Breaker and a half	34
Ring bus	34
Double bus double breaker	34
Double bus single breaker	34

ตารางที่ 5.2 มูลค่าต้นทุนต่อหน่วยของแต่รูปแบบการจัดเรียงบัสบาร์ (3%)

Arrangement	Cost/year/1MW (Bath)
Single bus	260,642.37
Sectionalized single bus	263,156.26
Main and transfer bus	232,769.43
Breaker and a half	**220,089.08**
Ring bus	230,283.57
Double bus double breaker	**225,353.06**
Double bus single breaker	252,664.84

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

จากกราฟ พบว่าสามารถหา Life Cycle Cost ของรูปแบบทั้ง 7 รูปแบบ Single bus ,Sectionalized single bus , Main and transfer bus ,Breaker and a half ,Ring bus ,Double bus double breaker และ Double bus single breaker เมื่อพิจารณามูลค่าซ่อมบำรุงรักษาที่ร้อยละ 3 พบว่ามีอายุเชิงเศรษฐกิจ 34 ปี หรืออีกความหมายหนึ่งสามารถอธิบายได้ว่ามูลค่าการลงทุนในปีนั้น มูลค่าซ่อมบำรุงรักษา และมูลค่าเสียหายอันเกิดจากไฟฟ้าดับรวมกัน (Total Cost) มีค่าต่ำที่สุดในปีนั้น เกินระยะเวลาที่กำหนด เนื่องมาจากถ้าสังเกตจากกราฟ Life Cycle Cost จะพบว่ามูลค่ารวมมีอัตราลดลงแบบไม่สิ้นสุด เพราะในการศึกษามีการใช้มูลค่าเฉลี่ยซ่อมบำรุงรักษาให้มีค่าเท่ากันทุกปีตามสัดส่วนของมูลค่าการลงทุนและมูลค่าความเสียหายอันเกิดจากไฟฟ้าดับในแต่ละปียังมีค่าลดต่อลงต่อเนื่อง แสดงให้เห็นว่ารูปแบบการจัดวางทั้ง 7 รูปแบบสามารถดำเนินการต่อไปได้อีก เกินกว่าอายุของสถานีไฟฟ้าถ้าพิจารณาแล้วตามหลักเศรษฐกิจ แสดงดังตารางที่ 5.1 และสามารถหามูลค่าต้นทุนต่อหน่วยได้ดังตารางที่ 5.2 และพิจารณาที่มูลค่าซ่อมบำรุงรักษาที่ร้อยละ 4 และ 5 ตามลำดับ โดยใช้วิธีเดียวกันได้ผลแสดงผลดังดังตารางที่ 5.3 - 5.6

5.2. เมื่อพิจารณาที่ค่า O&M เป็น 4% ของต้นทุนการลงทุน

ตารางที่ 5.3 อายุเชิงเศรษฐกิจของรูปแบบการจัดเรียงบัสบาร์แต่ละแบบ (4%)

Arrangement	Life Cycle Cost (LCC) (Year)
Single bus	31
Sectionalized single bus	31
Main and transfer bus	31
Breaker and a half	31
Ring bus	31
Double bus double breaker	31
Double bus single breaker	31

ตารางที่ 5.4 มูลค่าต้นทุนต่อหน่วยของแต่รูปแบบการจัดเรียงบัสบาร์ (4%)

Arrangement	Cost/year/1MW (Bath)
Single bus	281,040.59
Sectionalized single bus	283,858.06
Main and transfer bus	252,067.76
Breaker and a half	**239,670.07**
Ring bus	249,314.57
Double bus double breaker	**245,499.37**
Double bus single breaker	272,457.82

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ได้อายุเชิงเศรษฐกิจ (LCC) เท่ากับ 31 ปี กรณีพิจารณาค่าซ่อมบำรุงรักษาที่ร้อยละ 4

5.3. เมื่อพิจารณาที่ค่า O&M เป็น 5% ของต้นทุนการลงทุน

ตารางที่ 5.5 อายุเชิงเศรษฐกิจของรูปแบบการจัดเรียงบัสบาร์แต่ละแบบ (5%)

Arrangement	Life Cycle Cost (LCC) (Year)
Single bus	29
Sectionalized single bus	29
Main and transfer bus	29
Breaker and a half	29
Ring bus	29
Double bus double breaker	29
Double bus single breaker	29

ตารางที่ 5.6 มูลค่าต้นทุนต่อหน่วยของแต่รูปแบบการจัดเรียงบัสบาร์ (5%)

Arrangement	Cost/year/1MW (Bath)
Single bus	299,148.64
Sectionalized single bus	302,235.60
Main and transfer bus	271,366.08
Breaker and a half	**259,251.06**
Ring bus	268,345.56
Double bus double breaker	**265,645.67**
Double bus single breaker	292,250.81

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ได้อายุเชิงเศรษฐกิจ (LCC) เท่ากับ 31 ปี กรณีพิจารณาค่าซ่อมบำรุงรักษาที่ร้อยละ 5

บทที่ 6
สรุปผลที่ได้จากงานศึกษาวิจัยและข้อเสนอแนะ

จากการศึกษาวิจัยพบว่าการหาอายุเชิงเศรษฐกิจของสถานีไฟฟ้าในแต่ละรูปแบบนั้นจะให้ผลแตกต่างกันไปแปรผันตามปัจจัยทั้ง 3 ได้แก่ ค่าใช้จ่ายการลงทุน ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและบำรุงรักษา และค่าใช้จ่ายมูลค่าความเสียหายอันเกิดจากไฟฟ้าดับ โดยนำมาคำนวณหามูลค่าการลงทุนรวมที่ต่ำที่สุดซึ่งอาจจะอยู่ในช่วงอายุสถานีไฟฟ้าที่กำหนดหรือนอกเหนือก็ได้ เพราะขึ้นอยู่กับว่ารูปแบบใดยังคงมีค่าใช้จ่ายการดำเนินงานและบำรุงรักษารวมกับค่าใช้จ่ายมูลค่าความเสียหายอันเกิดจากไฟฟ้าดับไม่ต่ำกว่าค่าใช้จ่ายในการลงทุนในปีนั้น ๆ ที่พิจารณาตลอดช่วงอายุสถานีไฟฟ้าแรงสูงตามที่ได้กำหนด โดยในการศึกษาวิจัยนี้พบว่าที่มูลค่าบำรุงรักษา 3% หาอายุเชิงเศรษฐกิจ 34 ปี 4% หาอายุเชิงเศรษฐกิจ 31 ปี และ 5 % หาอายุเชิงเศรษฐกิจ 29 ปี

การหาอายุเชิงเศรษฐกิจนั้นเพื่อที่จะได้ทราบถึงอายุจริง ๆ ของสถานีไฟฟ้าในแต่ละรูปแบบว่าควรจะเดินเครื่องต่อหรือว่าไม่ควรเดินต่อตามหลักทฤษฎีเชิงเศรษฐศาสตร์ Life Cycle Cost รวมถึงเพื่อให้เห็นเป็นแนวทางในการเลือกรูปแบบของสถานีไฟฟ้าแรงสูงให้เหมาะสมกับธุรกิจการลงทุน และใช้เป็นฐานสำหรับเพื่อหาวิธีปรับปรุงพัฒนาให้อายุเชิงเศรษฐกิจของสถานีไฟฟ้าแรงสูงมีมูลค่าเพิ่มขึ้น โดยการลดค่าใช้จ่ายทั้ง 3 ให้มีความเหมาะสมกับโครงการ เช่น พิจารณาการลงทุนจัดซื้ออุปกรณ์ที่มีประสิทธิภาพสูงเพื่อแลกกับค่าใช้จ่ายความสูญเสียในระบบที่ลดลง ลดค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและบำรุงรักษาจากการกำหนดแผนบำรุงรักษาอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าให้มีความเหมาะสมที่สุด โดยพิจารณาความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าด้วย เพื่อลดความเสี่ยงในการเกิดความผิดพร่องของระบบทำให้ระบบมีการสูญเสียรายได้ไป หรือถ้าเป็นธุรกิจที่มีรอบวงจรมากกว่า 30 ปี ก็ควรเลือกรูปแบบจัดวางบัสบาร์ให้มีอายุเชิงเศรษฐกิจที่มากกว่า เป็นต้น รวมถึงการเดินสถานีไฟฟ้าให้อยู่ในระดับมาตรฐานไม่เกินค่าพิกัดของอุปกรณ์แต่ละตัวซึ่งจะส่งผลให้อายุการใช้งานเสื่อมลงไปด้วยโดยเฉพาะอย่างยิ่งหม้อแปลงไฟฟ้าที่เป็นอุปกรณ์หลักที่นำมาพิจารณากำหนดอายุของสถานีไฟฟ้าอีกปัจจัยหนึ่ง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

บรรณานุกรม

1. สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานกระทรวงพลังงาน. ประกาศแผนงานพัฒนาระบบไฟฟ้าในภาพรวมของประเทศเพื่อรองรับการเข้าสู่ประชาคมเศรษฐกิจอาเซียน. 2559 มีนาคมท 2559]; Available from: http://www.eppo.go.th/.
2. สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานกระทรวงพลังงาน. แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า (*Power Development Plan: PDP2015)* ของประเทศไทยปี พ.ศ. *2558-2579*. 2558 มิถุนายน 2558]; Available from: http://www.eppo.go.th/.
3. นายอธิยุต จงใจ, การศึกษาทางเลือกเพื่อใช้เครื่องปรับอากาศของใหม่และของเดิมโดยวิธีคำนวณต้นทุนวงจรอายุ(*Life Cycle Cost, LCC)* กรณีศึกษา มหาวิทยาลัยธุรกิจบัณฑิตย์, in สาขาวิชาการจัดการเทคโนโลยีในอาคาร คณะวิศวกรรมศาสตร์ 2556, มหาลัยธุรกิจบัณฑิตย์.
4. มหาวิทยาลัยหอการค้าไทย (UTTC), ค. คณิตศาสตร์ขั้นพื้นฐานในชีวิตประจำวัน. 2535; Available from: http://elearning2.utcc.ac.th/.
5. นายนวพล สุดเขต, การกำหนดแผนการบำรุงรักษาอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าที่เหมาะที่สุด โดยพิจารณาความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า, in สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์. 2556, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.
6. นายไชยยศ มิตรเชื้อชาติ, การประเมินความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยร่วมกับการพิจารณาความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ in สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ 2555, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.
7. ธนาคารแห่งประเทศไทย. รายงานนโยบายการเงิน. 2561; Available from: http://www.bot.or.th/.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ภาคผนวก ก

อ้างอิงตามอัตราค่าไฟฟ้า TOU ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) 2560

อ้างอิงตามอัตราค่าไฟฟ้า TOU ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) 2560 พิกัด 69 kV

ที่มา : www.pea.co.th

6.2 อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate : TOU)

ระดับแรงดัน	อัตราค่าไฟฟ้าจริง					การอุดหนุนค่าไฟฟ้า		อัตราค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บ			
	ระบบผลิตไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		ระบบส่ง (บาท/หน่วย)	ระบบจำหน่าย (บาท/กิโลวัตต์)	ค่าบริการ (บาท/เดือน)	ระบบจำหน่าย (บาท/กิโลวัตต์)	ค่าบริการ (บาท/เดือน)	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		ค่าบริการ (บาท/เดือน)
	Peak	Off Peak	Peak	Peak		Peak		Peak	Peak	Off Peak	
69 กิโลโวลท์ขึ้นไป	3.4415	2.6107	0.6868	74.14	312.24	-	-	74.14	4.1283	2.6107	312.24
22-33 กิโลโวลท์	3.4992	2.6295	0.7105	132.93	312.24	-	-	132.93	4.2097	2.6295	312.24
ต่ำกว่า 22กิโลโวลท์	3.6027	2.6627	0.7528	277.19	312.24	- 67.19	-	210.00	4.3555	2.6627	312.24

อัตราขั้นต่ำ : ประเภทที่ 6.2 ค่าไฟฟ้าต่ำสุดต้องไม่ต่ำกว่าร้อยละ 70 ของค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในรอบ 12 เดือน ที่ผ่านมาสิ้นสุดในเดือนปัจจุบัน

หมายเหตุ 1. กรณีติดตั้งเครื่องวัดไฟฟ้าทางด้านแรงต่ำของหม้อแปลงซึ่งเป็นสมบัติของผู้ใช้ไฟฟ้า ให้คำนวณกิโลวัตต์และหน่วยคิดเงินเพิ่มขึ้นอีกร้อยละ 2 เพื่อครอบคลุมการสูญเสียในหม้อแปลงไฟฟ้าซึ่งมิได้วัดรวมไว้ด้วย

2. ประเภทที่ 6.2 เป็นอัตราเลือก ทั้งนี้ ผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องชำระค่าใช้จ่ายตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด และหากเลือกใช้ไปแล้วไม่น้อยกว่า 12 เดือน สามารถแจ้งความประสงค์ขอเปลี่ยนไปใช้อัตราประเภทที่ 6.1 ได้

ข้อกำหนดเกี่ยวกับอัตราค่าไฟฟ้าจำแนกตามกิจการไฟฟ้า

1. การอุดหนุนค่าไฟฟ้าที่แสดงค่าเป็น + (บวก) หมายถึง ให้การอุดหนุน แสดงค่าเป็น – (ลบ) หมายถึง ได้รับการอุดหนุน

2. ค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์จะเรียกเก็บกับผู้ใช้ไฟฟ้าที่คิดค่าความต้องการพลังไฟฟ้า หากเดือนใดมีเพาเวอร์แฟคเตอร์แลค (Lag) ที่มีความต้องการพลังไฟฟ้ารีแอคตีฟเฉลี่ยใน 15 นาทีที่สูงสุดในช่วงเวลาใดเวลาหนึ่ง (กิโลวาร์) เกินกว่าร้อยละ 61.97 ของความต้องการพลังไฟฟ้าแอคตีฟเฉลี่ย ใน 15 นาทีที่สูงสุดในช่วงเวลาใดเวลาหนึ่ง (กิโลวัตต์) ส่วนที่เกินจะต้องเสียค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ในอัตรากิโลวาร์ (kvar) ละ 56.07 บาท (เศษของกิโลวาร์ ถ้าไม่ถึง 0.5 กิโลวาร์ตัดทิ้ง ตั้งแต่ 0.5 กิโลวาร์ขึ้นไปคิดเป็น 1 กิโลวาร์)

3. ค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บในแต่ละเดือน ประกอบด้วย ค่าไฟฟ้าตามอัตราข้างต้น ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) และภาษีมูลค่าเพิ่ม

4. อัตราค่าไฟฟ้าข้างต้น ยังไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม

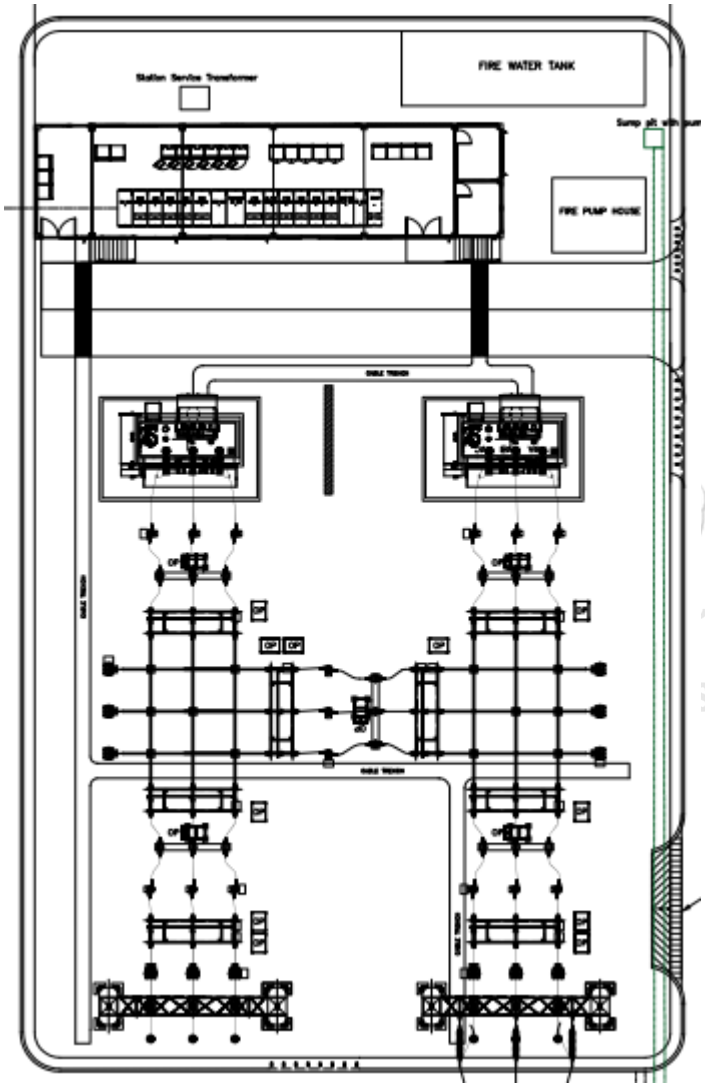
อัตราค่าไฟฟ้าข้างต้น เริ่มใช้ตั้งแต่ **ค่าไฟฟ้าประจำเดือน พฤศจิกายน 2558** เป็นต้นไป

ภาคผนวก ข

ตัวอย่าง Plot Plan

ที่มา : สถานีไฟฟ้าต้นแบบที่ จังหวัด ระยอง

Sectionalized single bus

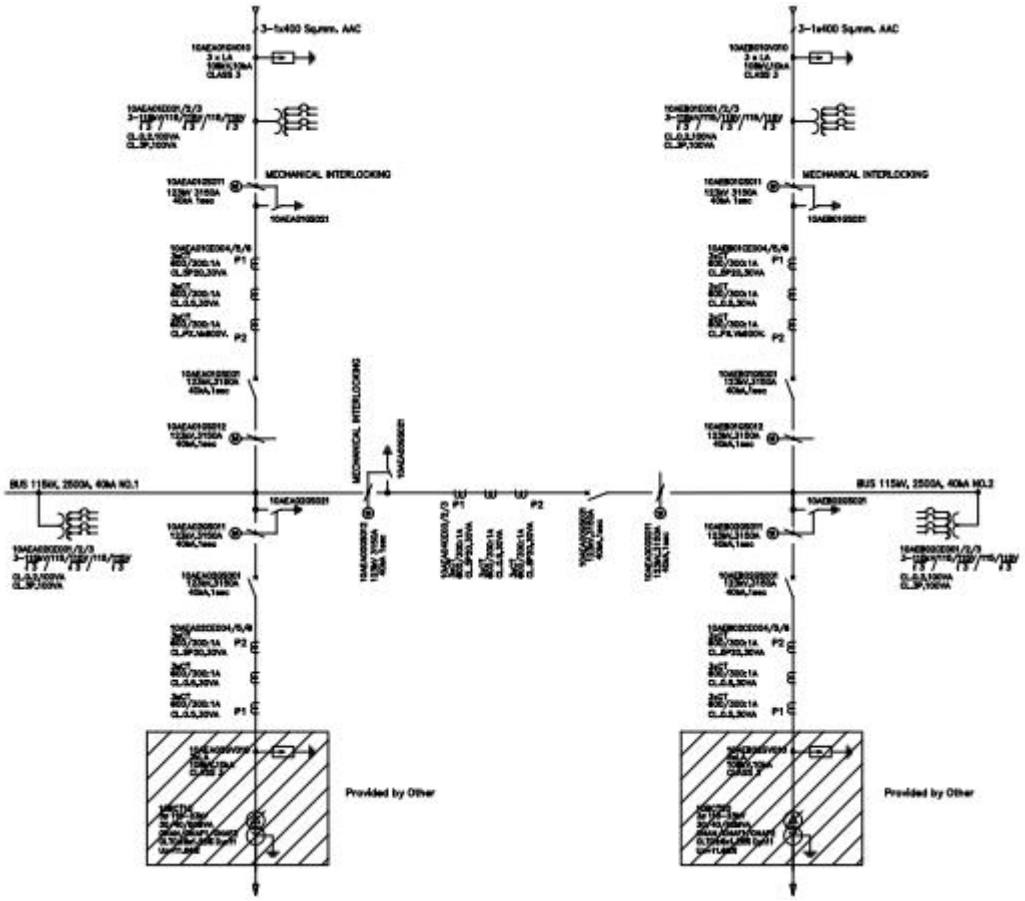


ภาคผนวก ค

ตัวอย่าง Single Line Diagram

ที่มา : สถานีไฟฟ้าต้นแบบที่ จังหวัด ระยอง

Sectionalized single bus



ภาคผนวก ง

การประมาณอายุสถานีไฟฟ้าตามอุณภูมิ

ที่มา : IEEE Standard C57,91-2011 Guide for Loading Mineral Oil Immersed Transformer

IEEE STANDARDS ASSOCIATION IEEE

IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators

IEEE Power & Energy Society

Sponsored by the
Transformers Committee

IEEE
3 Park Avenue
New York, NY 10016-5997
USA

7 March 2012

IEEE Std C57.91™-2011
(Revision of
IEEE Std C57.91-1995)

Authorized licensed use limited to: UNIVERSITY OF ROCHESTER. Downloaded on June 05,2014 at 15:45:39 UTC from IEEE Xplore. Restrictions apply.

ภาคผนวก จ

มาตรฐานการทดสอบและซ่อมบำรุงรักษาอุปกรณ์ของสถานีไฟฟ้า

ที่มา : ANSI/NETA MTS-2011 Standard for Maintenance Testing Electrical Equipment

ANSI/NETA MTS-2011

AMERICAN NATIONAL STANDARD

STANDARD FOR MAINTENANCE TESTING SPECIFICATIONS for Electrical Power Equipment and Systems

Secretariat
NETA (InterNational Electrical Testing Association)

Approved by
American National Standards Institute

Insulation Resistance Test Values Electrical Apparatus and Systems (100.1)

Nominal Rating of Equipment (Volts)	Minimum Test Voltage (DC)	Recommended Minimum Insulation Resistance (Megohms)
250	500	25
600	1,000	100
1,000	1,000	100
2,500	1,000	500
5,000	2,500	1,000
8,000	2,500	2,000
15,000	2,500	5,000
25,000	5,000	20,000
34,500 and above	15,000	100,000

Maintenance Test Values (100.3)

Recommended Dissipation Factor/Power Factor at 20º C

Liquid-Filled Transformers, Regulators, and Reactors

	Oil Maximum	Silicone Maximum	Tetrachloroethylene Maximum	High Fire Point Hydrocarbon Maximum
Power Transformers	1.0%	0.5%	3.0%	2.0%
Distribution Transformers	2.0%	0.5%	3.0%	3.0%

Suggested Limits for Class I Insulating Oil (100.4.1)

Mineral Oil [a]				
Test	ASTM Method	Acceptable Values		
		69 kV and Below	Above 69 kV - Below 230 kV	230 kV and Above
Dielectric breakdown, kV minimum [b]	D 877	26	26	26
Dielectric breakdown, kV minimum @ 1 mm (0.04 inch) gap	D 1816	23	28	30
Dielectric breakdown, kV minimum @ 2 mm (0.08 inch) gap	D 1816	40	47	50
Interfacial tension mN/m minimum	D 971 or D 2285	25	30	32
Neutralization number, mg KOH/g maximum	D 974	0.20	0.15	0.10
Water content, ppm maximum @ 60° C [c]	D 1533	35	25	20
Power factor at 25° C, %	D 924	0.5	0.5	0.5
Power factor at 100° C, %	D 924	5.0	5.0	5.0
Color [d]	D 1500	3.5	3.5	3.5
Visual Condition	D 1524	Bright, clear and free of particles	Bright, clear and free of particles	Bright, clear and free of particles
Specific Gravity (Relative Density) @ 15° C Maximum [e]	D 1298	0.91	0.91	0.91

Suggested Limits (100.4.2)

For Less-Flammable Hydrocarbon Insulating Liquid

Test	ASTM Method	Acceptable Values
Dielectric breakdown voltage, kV minimum	D 877	24
Dielectric breakdown voltage for 1 mm (0.04 inch) gap, kV minimum	D 1816	34
Dielectric breakdown voltage for 2 mm (0.08 inch) gap, kV minimum	D 1816	24
Water content, ppm maximum	D 1533 B	35
Dissipation/power factor, 60 hertz, % max. @ 25° C	D 924	1.0
Fire point, ° C, minimum	D 92	300
Interfacial tension, mN/m, 25° C	D 971	24
Neutralization number, mg KOH/g	D 664	0.20

Suggested Limits (100.4.3)

For Service-Aged Silicone Insulating Liquid

Test	ASTM Method	Acceptable Values
Dielectric breakdown, kV minimum	D 877	25
Visual	D 2129	Colorless, clear, free of particles
Water content, ppm maximum	D 1533	100
Dissipation/power factor, 60 hertz, maximum @ 25° C	D 924	0.2
Viscosity, cSt @ 25° C	D 445	47.5 – 52.5
Fire point, ° C, minimum	D 92	340
Neutralization number, mg KOH/g max.	D 974	0.2

CHULALONGKORN UNIVERSITY

Suggested Limits (100.4.4)

For Service-Aged Tetrachloroethylene Insulating Fluid

Test	ASTM Method	Acceptable Values
Dielectric breakdown, kV minimum	D 877	26
Visual	D 2129	Clear with purple iridescence
Water content, ppm maximum	D 1533	35
Dissipation/power factor, % maximum @ 25° C	D 924	12.0
Viscosity, cSt @ 25° C	D 445	0
Fire point, ° C, minimum	D 92	-
Neutralization number, mg KOH/g maximum	D 974	0.25
Neutralization number, mg KOH/g maximum	D 664	-
Interfacial tension, mN/m minimum @ 25° C	D 971	-

Transformer Insulating Resistance (100.5)

Maintenance Testing

Transformer Coil Rating Type (Volts)	Minimum DC Test Voltage	Recommended Minimum Insulation Resistance (Megohms)	
		Liquid Filled	Dry
0 – 600	1000	100	500
601 – 5000	2500	1000	5000
Greater than 5000	5000	5000	25000

Instrument Transformer Dielectric Tests (100.9)

Field Maintenance

Nominal System (kV)	BIL (kV)	Periodic Dielectric Withstand Test Field Test Voltage (kV)	
		AC	DC [b]
0.6	10	2.6	4
1.1	30	6.5	10
2.4	45	9.7	15
4.8	60	12.3	19
8.32	75	16.9	26
13.8	95	22.1	34
13.8	110	22.1	34
25	125	26.0	40
25	150	32.5	50
34.5	150	32.5	50
34.5	200	45.5	70
46	250	61.7	a
69	350	91.0	a
115	450	120.0	a
115	550	149.0	a
138	550	149.0	a
138	650	178.0	a
161	650	178.0	a
161	750	211.0	a
230	900	256.0	a
230	1050	299.0	a

Bolt-Torque Values for Electrical Connections (100.12.1)

US Standard Fasteners

Heat-Treated Steel – Cadmium or Zinc Plated

Grade	SAE 1&2	SAE 5	SAE 7	SAE 8
Head Marking				
Minimum Tensile (Strength) (lbf/in^2)	64K	105K	133K	150K
Bolt Diameter (Inches)	**Torque (Pound-Feet)**			
1/4	4	6	8	8
5/16	7	11	15	18
3/8	12	20	27	30
7/16	19	32	44	48
1/2	30	48	68	74
9/16	42	70	96	105
5/8	59	96	135	145
3/4	96	160	225	235
7/8	150	240	350	380
1.0	225	370	530	570

Bolt-Torque Values for Electrical Connections (100.12.2)

US Standard Fasteners

Silicon Bronze Fasteners

Torque (Pound-Feet)

Bolt Diameter (Inches)	Nonlubricated	Lubricated
5/16	15	10
3/8	20	15
1/2	40	25
5/8	55	40
3/4	70	60

Bolt-Torque Values for Electrical Connections (100.12.3)

US Standard Fasteners

Aluminum Alloy Fasteners

Torque (Pound-Feet)

Bolt Diameter (Inches)	Lubricated
5/16	10
3/8	14
1/2	25
5/8	40
3/4	60

Bolt-Torque Values for Electrical Connections (100.12.4)

US Standard Fasteners

Stainless Steel Fasteners

Torque (Pound-Feet)

Bolt Diameter (Inches)	Uncoated
5/16	15
3/8	20
1/2	40
5/8	55
3/4	70

SF6 Gas Tests (100.13)

Test	Method	Serviceability Limits [a]
Moisture	Hygrometer	Per manufacturer or ≥ 200 ppm [b]
SF_6 decomposition byproducts	ASTM D 2685	≥ 500 ppm
Air	ASTM D 2685	≥ 5000 ppm [c]
Dielectric breakdown hemispherical contacts	2.54 mm (0.10 inch) gap at atmospheric pressure	11.5 – 13.5 kV [d]

Metal-Enclosed Bus Dielectric Withstand Test Voltage (100.17)

Type of Bus	Rated kV	Maximum Test Voltage (kV)	
		AC	DC
Isolated Phase for Generator Leads	24.5	37.0	52.0
	29.5	45.0	--
	34.5	60.0	--
Isolated Phase for Other than Generator Leads	15.5	37.0	52.0
	25.8	45.0	--
	38.0	60.0	--
Nonsegregated Phase	0.635	1.6	2.3
	4.76	14.2	20.0
	15.0	27.0	37.0
	25.8	45.0	63.0
	38.0	60.0	--
Segregated Phase	15.5	37.0	52.0
	25.8	45.0	63.0
	38.0	60.0	--
DC Bus Duct [a]	0.3	1.6	2.3
	0.8	2.7	3.9
	1.2	3.4	4.8
	1.6	4.0	5.7
	3.2	6.6	9.3

Dielectric Withstand Test Voltages for Electrical Apparatus (100.19)

Other than Inductive Equipment

Nominal System (Line) Voltage [a] (kV)	Insulation Class (kV)	AC Factory Test (kV)	Maximum Field Applied AC Test (kV)	Maximum Field Applied DC Test (kV)
1.2	1.2	10	6.0	8.5
2.4	2.5	15	9.0	12.7
4.8	5.0	19	11.4	16.1
8.3	8.7	26	15.6	22.1
14.4	15.0	34	20.4	28.8
18.0	18.0	40	24.0	33.9
25.0	25.0	50	30.0	42.4
34.5	35.0	70	42.0	59.4
46.0	46.0	95	57.0	80.6
69.0	69.0	140	84.0	118.8

Rated Control Voltages and Their Ranges for Circuit Breakers (100.20.1)

(11) Rated Control Voltage	Direct Current Voltage Ranges (1)(2)(3)(5) (8)(9)			Rated Control Voltage (60 Hz)	Alternating Current Voltage Ranges (1)(2)(3)(4)(8) Closing, Tripping, and Auxiliary Functions
	Closing and Auxiliary Functions				
	Indoor Circuit Breakers	Outdoor Circuit Breakers	Opening Functions All Types	Single Phase	Single Phase
24 (6)	--	--	14–28	120	104–127 (7)
48 (6)	38–56	36–56	28–56	240	208–254 (7)
125	100–140	90–140	70–140		
250	200–280	180–280	140–280	Polyphase	Polyphase
--	--	--	--	208Y/120	180Y/104–220Y/127
--	--	--	--	240	208–254

Rated Control Voltages and Their Ranges for Circuit Breakers (100.20.2)

Solenoid-Operated Devices

Rated Voltage	Closing Voltage Ranges for Power Supply
125 dc	90 – 115 or 105 – 130
250 dc	180 – 230 or 210 – 260
230 ac	190 – 230 or 210 – 260

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ภาคผนวก ช

ค่าประมาณการอัตราเงินเฟ้อทั่วไปปี 2562 สำหรับใช้คำนวณ

ที่มา : รายงานนโยบายการเงินธนาคารแห่งประเทศไทย

(1942-2017)
ธนาคารแห่งประเทศไทย
BANK OF THAILAND

อัตราเงินเฟ้อมีแนวโน้มสูงขึ้นกว่าที่เคยประเมินไว้ จากราคาในหมวดพลังงานที่ปรับสูงขึ้นตามราคาน้ำมันดิบโลก อย่างไรก็ดี มาตรการควบคุมราคาหมวดพลังงานของภาครัฐมีส่วนช่วยให้ต้นทุนค่าขนส่งและต้นทุนอาหารสำเร็จรูปปรับสูงขึ้นไม่มากนัก ด้านราคาหมวดอาหารสดมีแนวโน้มขยายตัวในอัตราต่ำ ตามแนวโน้มผลผลิตเนื้อสัตว์ ผักและผลไม้ ที่มีมากกว่าที่เคยประเมินไว้ สำหรับแรงกดดันเงินเฟ้อด้านอุปสงค์ปรับเพิ่มขึ้นเล็กน้อย เนื่องจากผลดีของการขยายตัวทางเศรษฐกิจยังกระจายตัวไม่ทั่วถึงและการจัดกิจกรรมส่งเสริมการขายของภาคธุรกิจ รวมถึงปัจจัยเชิงโครงสร้างที่กดดันการเพิ่มขึ้นของอัตราเงินเฟ้อ เช่น การพัฒนาเทคโนโลยีทางการผลิต การแข่งขันระหว่างผู้ประกอบการที่สูงขึ้น คณะกรรมการฯ เห็นถึงความสำคัญของการศึกษาเพิ่มเติมเกี่ยวกับผลกระทบของปัจจัยดังกล่าวต่อพลวัตเงินเฟ้อ เนื่องจากมีนัยต่อการกำหนดเป้าหมายอัตราเงินเฟ้อในอนาคต โดยรวม**คณะกรรมการฯ จึงประมาณการอัตราเงินเฟ้อทั่วไปปี 2561 และ 2562 ที่ร้อยละ 1.1 และ 1.2 ตามลำดับ และประมาณการอัตราเงินเฟ้อพื้นฐานปี 2561 และ 2562 ที่ร้อยละ 0.7 และ 0.9 ตามลำดับ**

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-สกุล	กรวิชญ์ ตั้งชีวะสมบัติ
วัน เดือน ปี เกิด	23 ตุลาคม 2535
สถานที่เกิด	เชียงใหม่
วุฒิการศึกษา	ปริญญาตรี
ที่อยู่ปัจจุบัน	154 หมู่ 5 ถ.เชียงใหม่-ดอยสะเก็ด ต.สันพระเนตร อ.สันทราย จ.เชียงใหม่ 50210

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY